

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estudo do Impacto da Produção Distribuída numa Rede de Baixa Tensão

Pedro Emanuel Franco Viveiros

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa.

18 de Julho de 2018

Resumo

Na atualidade as redes de distribuição de energia elétrica têm enfrentado diversos desafios do ponto de vista ambiental, operacional e tecnológico. Os grandes grupos produtores que recorrem a combustíveis fósseis como matéria prima para a produção de energia elétrica, embora seja uma solução fiável e que permite satisfazer as necessidades dos consumidores, colocam em causa a sustentabilidade do nosso ecossistema. As organizações têm então criado metas aos países membros que visam a promoção de políticas sustentáveis garantidoras de um bem geral.

Todas estas preocupações levaram a um novo paradigma para os Sistemas Elétricos de Energia (SEE), que tradicionalmente foram projetados para suportar um fluxo de potência contínuo dos barramentos de maior tensão, para os barramentos de tensão mais baixa, passam agora a incluir unidades de produção ao nível da distribuição. A rede tem agora de ser capaz de assegurar um fluxo de energia multidirecional, sem descuidar a segurança do sistema. Esta mudança foi impulsionada pelo desenvolvimento tecnológico alcançado nas tecnologias de produção dispersa e pelas crescentes preocupações ambientais.

A produção dispersa (PD) alcançou um nível elevado de importância, pois permite satisfazer a procura crescente de energia elétrica sem a necessidade de tanto investimento por parte dos grandes produtores. É então importante garantirmos o sucesso do funcionamento do SEE com a crescente penetração da produção dispersa.

Palavras chave: Energia; Produção Dispersa; Redes.

Abstract

Currently, electricity distribution networks have faced several challenges from an environmental, operational and technological point of view. The large producer groups that use fossil fuels as raw material to produce electric energy, while being a reliable solution that meets the consumer needs, the sustainability of our ecosystem. International organizations have then created targets for member countries that aim to promote sustainable policies that guarantee a general good.

All these concerns have led to a transition. The electric power systems that traditionally have been designed to withstand a continuous power flow from the higher voltage buses to the lower voltage busbars, now include production units at the distribution level. The network must now be able to ensure a multidirectional power flow, without neglecting the system security. This change was driven by the technological development achieved in Distributed Generation (DG) and by growing environmental concerns.

DG has reached a respectable level of importance, that enables the increasing electricity demand without the need for so high investment from large producers. It is therefore important to ensure the successful operation of the Electrical Energy System (ESS) with the increasing introduction of distributed generation.

Key words: Distributed generation; Energy; Grids.

Agradecimentos

O sucesso da realização desta dissertação de mestrado só foi possível graças à colaboração e apoio de diversos intervenientes, aos quais estarei perpetuamente grato.

Agradeço ao Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa, que para além de ter tido o privilégio de ser meu professor em diversas unidades curriculares, participou ativamente na orientação e na realização deste estudo.

Aos meus Pais, que sem dúvida são um grande exemplo de valores e de sucesso, que mesmo nos momentos mais difíceis nunca me deixaram vacilar, vocês sabem que eu tenho um tremendo orgulho em ser vosso filho, sem vocês nada disto seria possível.

À minha Irmã Joana Viveiros, que desde o início foste o meu grande apoio, ensinaste-me a viver sozinho e fizeste com que os 1190 Km a que nos encontramos da nossa Família fossem mais fáceis de tolerar.

À minha Companheira Joana Couto, que nestes dois últimos anos teve um papel crucial no desenvolvimento do meu trabalho, tu sabes o quanto te admiro.

Não podia faltar um agradecimento mais do que especial aos meus Avós, que desde cedo fazem parte do meu caminho e que, com a exceção da minha avó Rosa tive o infortúnio de perder.

Finalmente não podia deixar de agradecer aos meus bons amigos, que hoje em dia são a minha família no Porto.

Pedro Emanuel Franco Viveiros.

*"The difference between a successful person and others is not a lack of strength,
not a lack of knowledge, but rather a
lack of will."*

Vince Thomas Lombardi

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação e Enquadramento	1
1.2	Objetivos da dissertação	3
1.3	Estrutura da dissertação	4
1.4	Informação e ferramentas utilizadas	5
2	Fontes de Energia	7
2.1	Recursos Energéticos	7
2.1.1	Processo de Licenciamento	9
2.1.2	Ligação à rede	10
2.2	Qualidade da Energia Elétrica	12
2.2.1	Impacto na Tensão causado pela Produção Dispersa	14
2.3	Conclusões	15
3	Sistemas fotovoltaicos	17
3.1	Panorama Mundial	17
3.2	Radiação Solar	19
3.3	Enquadramento Geral, sistemas PV	21
3.4	Células Fotovoltaicas	22
3.5	Tecnologias existentes no mercado	23
3.5.1	Primeira Geração	23
3.5.2	Segunda Geração	24
3.5.3	Terceira Geração	25
3.5.4	Quarta Geração	26
3.6	Problemas resultantes da Interligação à rede da UPAC e da UPP	27
3.7	Conclusões	29
4	Tarifários e regime remuneratório	31
4.1	Regime da Produção Distribuída	31
4.1.1	UPAC	31
4.1.2	UPP	33
4.2	Armazenamento de energia com recurso a acumuladores	34
4.2.1	Conceitos gerais	35
4.2.2	Ligações elétricas	37
4.3	Tipos de baterias mais utilizadas em PV	40
4.3.1	Baterias de chumbo-ácido	41
4.3.2	Baterias de Níquel-cádmio	42
4.3.3	Tecnologias em Desenvolvimento	43

4.4	Reguladores de carga	45
4.5	Normas para a manutenção de baterias	46
4.6	Conclusões	47
5	Simulação computacional	49
5.1	Introdução	49
5.2	Apresentação do Sistema de Energia	50
5.3	Análise da rede com e sem microprodução	52
5.3.1	Perfis de tensão da rede sem PD	52
5.3.2	Perfis de tensão da rede com PD	53
5.3.3	Fluxos de Potência ativa e reativa	54
5.3.4	Perdas Ativas	56
5.4	Todos os Clientes da BT com microgeração	57
5.4.1	Perfis de Tensão	58
5.4.2	Fluxos de Potência Ativa e Reativa	59
5.4.3	Perdas Ativas	60
5.5	Gestão da Potência Reativa	61
5.5.1	Perfis de Tensão	62
5.5.2	Potência Ativa	63
5.5.3	Potência Reativa	63
5.5.4	Perdas Ativas	64
5.6	Controlo V-P	65
5.6.1	Perfis de tensão	66
5.6.2	Fluxos de Potência Ativa e Reativa	68
5.7	Conclusões	69
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	71
6.1	Conclusões	71
6.2	Perspectiva de Trabalhos Futuros	72
A	Anexos	73
	Referências	79

Lista de Figuras

1.1	Comparação da evolução das energias renováveis a nível mundial [1].	2
1.2	Evolução das fontes energéticas à escala mundial [2].	3
2.1	Comparação entre os dois modelos de PD [3] [4].	8
2.2	Enquadramento Jurídico da PD.	9
2.3	Pontos de ligação à rede.	10
2.4	Esquema de ligação à rede pública [5].	11
2.5	Esquema representativo da qualidade de serviço.	13
3.1	Evolução do preço dos 10 aos 100 kWp para sistemas fotovoltaicos com fixação em telhado [6].	18
3.2	Distribuição Mundial das Instalações Fotovoltaicas (PV) [6].	18
3.3	Irradiação solar, cenário Europeu [6].	19
3.4	Carta com o valor média [2004-2010] da radiação solar em Portugal [7].	20
3.5	Componentes fundamentais de um sistema fotovoltaico, com ligação à rede [8]. .	21
3.6	Processamento e purificação do silício até à obtenção do grau eletrónico [9]. . . .	22
3.7	Processos de fabrico células de primeira geração [8].	24
3.8	Módulos de películas finas: Telureto de Cádmio [8].	25
3.9	Ilustração que nos permite visualizar módulos (3ª geração) com películas finas sobre substratos flexíveis [8]	26
3.10	Parque solar térmico de concentração [8].	27
3.11	Rede elétrica com penetração de PD [10].	28
4.1	UPAC instalada em ambiente comercial [11].	31
4.2	Unidade de pequena produção [12].	33
4.3	Categorias para quem pretende instalar uma UPP [4].	34
4.4	Cálculo da percentagem sobre a tarifa de referência [4].	34
4.5	Sistema híbrido com armazenamento, uso doméstico [13].	35
4.6	Esquema representativo de uma bateria [14].	36
4.7	Ligação em série [15].	38
4.8	Ligação em paralelo [15].	38
4.9	Ligação série e paralelo [15].	39
4.10	Bateria de chumbo-ácido de 12V [16].	40
4.11	Bateria de níquel-cádmio [17].	41
4.12	Bateria de chumbo-ácido [15].	41
4.13	Instalação de baterias de níquel-cádmio em sistemas PV [18] [19].	43
4.14	Supercondensadores, aplicações em sistemas automóveis (Start and Stop) [20]. . .	44
4.15	Regulador de carga (HP2410 - 10A, 12/24V) [21].	45
4.16	Trabalho de recuperação de bateria de chumbo-ácido [22].	46

5.1	Esquema do SEE em estudo [23].	50
5.2	Característica das linhas [23].	50
5.3	Potência instalada em unidades de microprodução, por fase [23].	51
5.4	Potência contratada por fase [23].	51
5.5	Níveis de tensão (V) ao longo de 24h, para os três nós.	52
5.6	Diagrama de carga para o período em estudo.	53
5.7	Níveis de tensão (V) para um período completo, para os nós em análise.	53
5.8	Fluxo de potência ativa (Watts) na linha 1-2.	54
5.9	Fluxos de potência ativa nas fases da linha 16-24 (watts).	55
5.10	Potência reativa na linha 16-24 (var).	56
5.11	Perdas ativas (Watts) com microgeração.	56
5.12	Perdas ativas (Watts) sem microgeração.	57
5.13	Tensões (Volts), para um dia completo.	58
5.14	Trânsitos de Potência ativa (Watts).	59
5.15	Fluxos de Potência reativa (var).	60
5.16	Perfil das perdas ativas (MW).	61
5.17	Fator de potência em função da potência reativa [23].	61
5.18	Perfis de tensão (V).	62
5.19	Potência ativa (Watts).	63
5.20	Potência reativa (var).	64
5.21	Perfil das perdas ativas (MW).	65
5.22	Esquema representativo do controlo P-V [23].	65
5.23	Nós com tensões acima dos limites (alínea B).	66
5.24	Tensões após implementação do controlo P-V.	66
5.25	Evolução da potência cortada no nó 5 ($V_1=1,05$ p.u.).	67
5.26	Evolução da potência cortada no nó 5 ($V_1=1,08$ p.u.).	67
5.27	Configuração das tomadas para cada modulo fotovoltaico (MG).	68
5.28	Registo das tensões.	68
5.29	Perfis de potência ativa (Watts) e reativa (var).	69
5.30	Total de Potência cortada.	69
A.1	Rede simulada.	73
A.2	Modelo equivalente rede MT.	74
A.3	Consumidor monofásico com microgeração.	75
A.4	Linha 5-11, consumidor monofásico com microgeração.	75
A.5	Bloco de microgeração ao detalhe, cliente monofásico.	76
A.6	Linha 2-5 em detalhe.	76
A.7	Linha 2-5 em detalhe.	77
A.8	Bloco <i>I-D Lookup Table</i> de regulação.	77
A.9	Aparelhagem de medição de Tensão, instalada por fase.	78

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
AT	Alta Tensão
BIPV	<i>Building-Integrated Photovoltaics</i>
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CEI	Comissão Eletrotécnica Internacional
CENELEC	Comité Européen de Normalização Electrotécnica
CEP	Código Universal Único do Ponto de Entrega
CERTIEL	Associação Certificadora de Instalações Elétricas
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIS	Selenete de Cobre e Índio
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	<i>Continuous Current</i>
DG	<i>Distributed Generation</i>
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto Lei
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EDP	Energias de Portugal
EN	<i>European Standard</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FP	Fator de Potência
GEE	Gases de Efeito de Estufa
LV	<i>Low Voltage</i>
MG	<i>Microgeneration</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
MV	<i>Medium Voltage</i>
OPV	<i>Organic Photovoltaics</i>
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PQs	Pontos Quânticos
PRE	Produção em Regime Especial
PV	<i>Photovoltaics</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço

SEE	Sistema de Energia Elétrica
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TP	Trânsito de Potências
UE	União Europeia
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

Lista de símbolos

Ah	Ampère-hora
GWh	GigaWatt-hora
kV	kiloVolt
kVA	kiloVolt-ampère
kWh	kiloWatt-hora
kWh/m ²	kiloWatt-hora/metro ²
MW	MegaWatt
TWh	TeraWatt-hora
W/m ²	Watt-metro ²
€/kW _p	Euro/kiloWatt-pico
€	Euro

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação e Enquadramento

Desde a revolução industrial, período em que ocorreu a transição entre uma estrutura energética baseada em biomassa para o uso massivo de combustíveis fósseis, nomeadamente o carvão, como principal fonte de energia, sempre se verificou uma preocupação por soluções que suprimissem as necessidades energéticas das populações. No começo do século XX, o panorama mundial energético era caracterizado por um nível confiável de fornecimento de energia, preços estáveis, pouca atenção às reservas disponíveis e preocupações ambientais no que diz respeito aos gases poluentes que degradam a qualidade do ar.

Na década de 70, do século XX, verificou-se uma alteração neste paradigma como consequência da crise energética causada pelo aumento dos preços do petróleo, devido à diminuição da oferta.

A crise energética da década de 70 criou algumas preocupações mundiais com as reservas internacionais de combustível, com as previsões de recursos e com a segurança da oferta. Verificou-se uma elevada volatilidade nos preços e com a gestão de recursos. Foi então constatado um problema geopolítico global com as reservas de petróleo bruto.

Esta crise global, despertou o interesse pela procura de substitutos para os combustíveis fósseis, considerando como alternativa o uso da energia nuclear para a produção de eletricidade e o desenvolvimento de fontes não convencionais de energia. É por isso, que no final dos anos setenta e durante os anos oitenta surge um grande interesse nas medidas políticas energéticas com o objetivo de estimular o interesse por programas de investigação, desenvolvimento e promoção na área das energias renováveis. Na figura 1.1 podemos visualizar e constatar a evolução das mudanças implementadas.

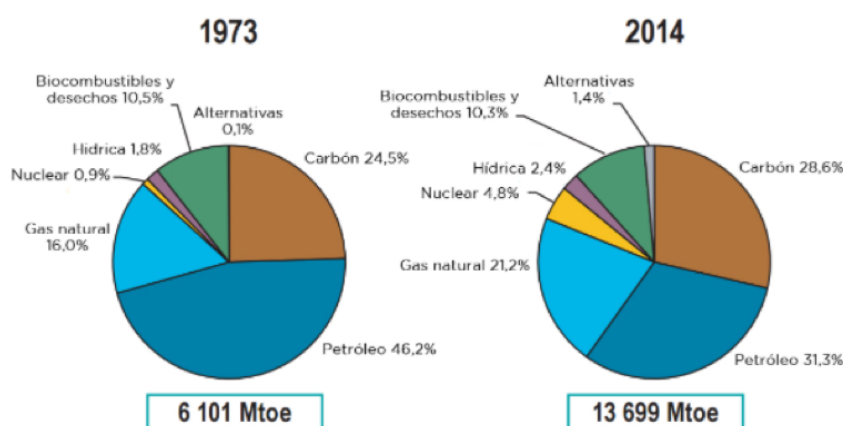


Figura 1.1: Comparação da evolução das energias renováveis a nível mundial [1].

Como se pode verificar pela figura 1.1, passados 41 anos evidenciou-se uma menor dependência energética percentual do petróleo, notando-se uma evolução na utilização de recursos renováveis e um aumento na produção de energia com combustíveis fósseis que recorrem a tecnologias mais eficientes.

Os desafios que as políticas energéticas e ambientais dos países e organizações internacionais têm de enfrentar prendem-se, nomeadamente, com a maior procura de energia, assim como com o controlo da emissão de gases poluentes, que são contribuidores das alterações climáticas verificadas e que provocam mudanças na biodiversidade mundial. Assim sendo, torna-se de grande importância a substituição por energias primárias cada vez mais limpas, e com uma reduzida pegada ecológica. Neste sentido a Produção Dispersa (PD), constitui um grande aliado para toda esta consciencialização social, uma vez que recorre fundamentalmente a matéria prima renovável e possibilita um desinvestimento por parte dos grandes produtores e garantindo um aumento da capacidade instalada.

Embora a integração das energias renováveis seja um processo gradual e natural decorrente da evolução, levanta grandes dificuldades do lado do controlo do Sistema Elétrico de Energia (SEE), pelo facto da produção ser muito imprevisível, além da alteração no paradigma da constituição das redes elétricas, uma vez que as atuais foram concebidas para fluxos unidirecionais (A energia elétrica flui dos barramentos de maior tensão para os de tensão inferior). Existe então a necessidade de uma adaptação das redes, assim como ajustes por parte das fontes distribuídas.

A figura 1.2, apresenta uma previsão da evolução da utilização de fontes renováveis a nível mundial o que, como seria de esperar, traduz-se numa evolução crescente na utilização de energias limpas. Podemos então concluir que existe um esforço mútuo por parte das organizações e populações para hábitos energéticos mais limpos que provoquem menores perturbações para o nosso ecossistema [1].

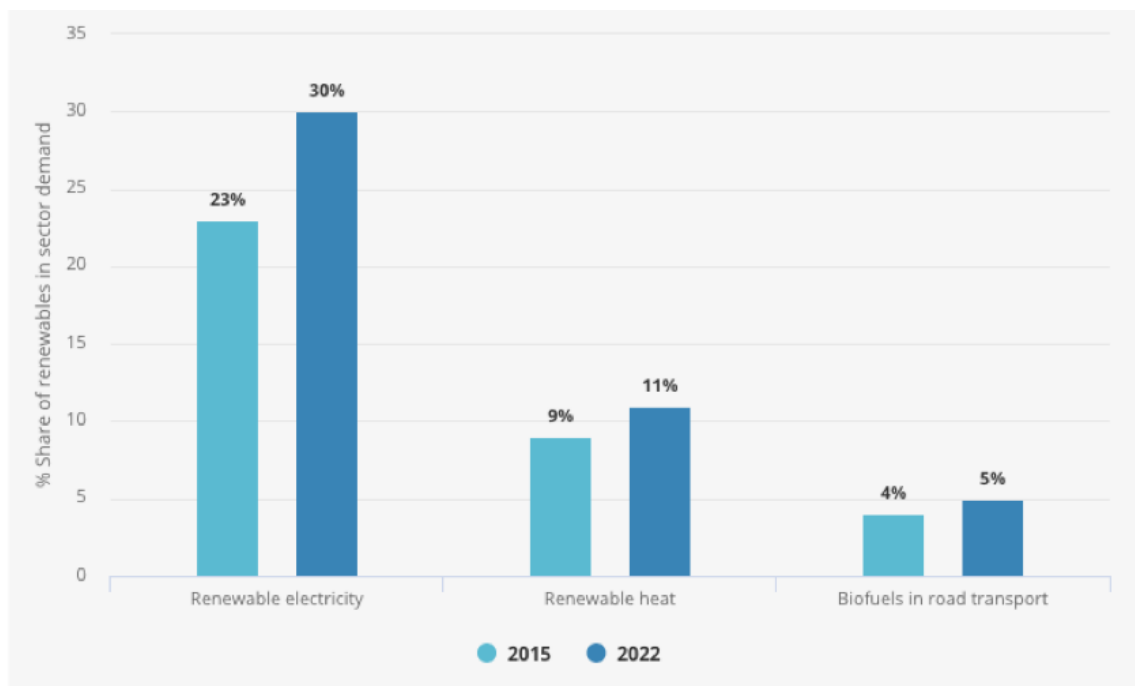


Figura 1.2: Evolução das fontes energéticas à escala mundial [2].

1.2 Objetivos da dissertação

Com o notório crescimento na instalação de microproduções por parte dos que até agora eram apenas consumidores, torna-se crucial identificar todas as alterações que os sistemas elétricos de energia terão que suportar de modo a garantirem o seu funcionamento, dentro dos parâmetros técnicos de qualidade e segurança exigidos.

Neste sentido, torna-se muito útil obtermos conhecimentos do paradigma energético atual e, consequentemente, dos problemas que colocam em causa a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores. Apenas com este conhecimento é possível analisar soluções e aplicar mecanismos e ações que permitam mitigá-los. Com esse objetivo foi realizada uma simulação computacional para identificar os parâmetros suscetíveis de serem alterados, de acordo com o cenário em que o sistema electroprodutor se encontra.

Foi também objetivo da investigação realizada analisar as tecnologias de Produção Dispersa existentes no mercado e a previsível evolução dos próximos anos.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é composta por seis capítulos.

No capítulo 1, é realizado um enquadramento e contextualização histórica do tema. É abordada a evolução das necessidades energéticas das populações e analisa-se a atual menor dependência de combustíveis fósseis, devido às tecnologias limpas de carácter renovável que têm surgido.

Os recentes avanços tecnológicos alcançados, têm permitido a colocação no mercado de produtos cada vez mais eficientes. Este fator, tem contribuído para o crescimento da aceitação destas tecnologias pelos mercados.

No capítulo 2, é abordado o enquadramento legal dos recursos energéticos distribuídos, bem como as possibilidades que se encontram ao alcance dos consumidores que pretendam produzir parte, ou a totalidade, da energia que consomem.

É ainda referida a legislação em vigor para a ligação à rede, bem como, os parâmetros e índices de qualidade do serviço. Finalmente, é discutido o impacto na tensão causado pela introdução da produção dispersa.

No capítulo 3, é feita uma análise do panorama Mundial das preocupações ambientais das organizações, e são apresentadas as metas estipuladas para a redução dos gases de efeito de estufa. Posteriormente é analisado a evolução dos custos dos sistemas fotovoltaicos com fixação em estrutura e é apresentada a distribuição mundial das instalações fotovoltaicas.

Finalmente são abordadas as varias tecnologias existentes, bem como os problemas resultantes da interligação à rede da UPAC (Unidade de produção para autoconsumo) e da UPP (Unidade de pequena produção).

No capítulo 4, são apresentados os tarifários e regimes remuneratório em vigor, e as soluções existentes de armazenamento e regulação de energia com recurso a acumuladores, tipos de ligações e normas de boa prática para a manutenção de baterias.

No capítulo 5, é apresentado um estudo computacional de simulação de uma rede na qual existe Produção Dispersa. São simulados vários cenários com o objetivo de efetuar uma caracterização dos perfis de tensão, fluxos de potência (ativa e reativa) e sistemas de regulação.

No capítulo 6, são apresentadas as conclusões finais do trabalho realizado e as perspetivas de trabalho futuro.

1.4 Informação e ferramentas utilizadas

Para a realização desta dissertação recorreu-se essencialmente a uma pesquisa bibliográfica em livros de autor e artigos científicos. Recorreu-se frequentemente ao site da ERSE, EDP distribuição e da DGEG dado o leque de regulamentos e material técnico que disponibilizam. Para a edição deste documento foi utilizado o *Share Latex*, bem como o *Mendeley Desktop*, que facilitou a construção e exportação da base de dados bibliográfica.

Para a simulação computacional foi utilizada uma aplicação [23] desenvolvida em *Simulink*, integrante do *Matlab*, que pertence à *Mathworks*, assim como o *Microsoft Office Excel* para armazenamento e tratamento de dados.

Capítulo 2

Fontes de Energia

2.1 Recursos Energéticos

A presença nas redes elétricas de fontes de produção dispersa (PD), levanta dificuldades acrescentadas para o operador da rede de distribuição (ORD), uma vez que a PD se baseia essencialmente em Fontes de Energia Renováveis que são caracterizadas, nomeadamente, pela sua imprevisibilidade [24].

Neste capítulo vão-se caracterizar as Fontes de Energia Dispersa existentes e analisar os impactos e as medidas de adequação deste tipo de equipamentos nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), de modo a que possíveis perturbações sejam minimizadas.

A crescente incorporação de Energias Renováveis nos sistemas Electroprodutores constitui um grande avanço, em relação à utilização de fontes produtoras que utilizam combustíveis fósseis. A introdução da microprodução em Portugal, regulamentada pelo DL 363/2007 destinava-se, numa primeira fase, à implementação do Solar Fotovoltaico.

O aparecimento do Solar Fotovoltaico alterou o paradigma dos Sistemas Elétricos, tendo conduzido a que os consumidores possuam um papel ativo, já que passam a ser vistos, também, como produtores. Este acontecimento contribuiu para o aumento da sustentabilidade energética global e para a diminuição da importação de combustíveis fósseis [25].

Atualmente (dados de 2017) já são quase 11 mil os consumidores domésticos que produzem e vendem eletricidade à rede, regulados pelo decreto-lei nº153/2014, o que constitui um começo para a mudança do paradigma no que concerne à configuração do SEE. Apesar destes valores ainda possuírem um impacto reduzido no funcionamento do SEE, segundo dados da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), considera-se que a penetração dos consumidores de baixa tensão permite que os consumidores contribuam ativamente para o financiamento do setor através de investimento na instalação de produção, o que permite que os consumidores retirem proveito pelo serviço prestado ao Sistema Elétrico [26].

Relativamente às Redes de Baixa-Tensão encontra-se essencialmente produção do tipo fotovoltaica. Esporadicamente encontra-se alguma produção eólica com recurso a mini aerogeradores.

Este tipo de recurso, é muito menos previsível e instável do ponto de vista da exploração. É ruidoso e causador de maior impacto visual, pelo que, os consumidores/produtores acabam por não utilizar esta tecnologia, preferindo a instalação de produção fotovoltaica.

A figura 2.1 apresenta o enquadramento legal da Produção Dispersa na Baixa-Tensão, sumariando o tipo de produção possível para os consumidores de BT [3].

	<i>Autoconsumo (UPAC)</i>	<i>Pequena Produção (UPP)</i>
Atividade de Produção	Produção de energia provenientes de uma fonte renovável ou não renovável, encontrando-se esta com ou sem ligação à RESP. A energia é injetada na instalação de consumo, os excedentes podem ser injetados na Rede Elétrica, sendo vendidos ao comercializador de Último Recurso (CUR).	Produção de energia com recurso a fontes renováveis (baseada apenas em uma tecnologia de produção) e consequente injeção da totalidade da produção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). A energia consumida na instalação deverá ser igual a 50% da energia produzida. A energia é totalmente vendida ao CUR.
Limites de Potência	A potência de ligação será igual ou menor à potência contratada na instalação de consumo. A potência instalada não deve ser superior a duas vezes a potência de ligação.	Igualmente neste caso, a potência de ligação será igual ou menor à potência contratada na instalação de consumo, sendo a potência de ligação máxima de 250 kW.
Produtor, localização da Instalação	O consumidor (pessoa coletiva, singular ou condomínio) pode efetuar a instalação de uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização e consumir a produção gerada por esta, poderá ainda exportar excedentes para a RESP. É permitida a pluralidade de registos de Unidades de produção em nome do mesmo produtor, desde que, cada instalação possua apenas uma única UP (unidade de produção)	O consumidor ou a entidade terceirizada devidamente autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização, pode proceder à instalação de uma UPP por cada instalação elétrica de utilização. A UP é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização. Igualmente é permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que sejam garantidas as condições já descritas para as UPAC.
Quota Anual	Não existe quota.	Inferior ou igual a 20 MW.

Figura 2.1: Comparação entre os dois modelos de PD [3] [4].

2.1.1 Processo de Licenciamento

O novo Regime Jurídico (Portaria n.º 153/2014) para as unidades de PD, tem como objetivo adequar o atual modelo de geração distribuída ao perfil de consumo verificado no local da instalação, permitindo dinamizar a atividade de Produção Distribuída em Portugal, garantindo a sustentabilidade técnica e económica do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e reduzindo assim, possíveis sobrecustos para o sistema. O novo regime garante que a capacidade instalada estará de acordo com as necessidades energéticas do cliente [4].

Outro fator de relevância que se alcança com a nova Legislação é a redução da vertente de “negócio”, associada ao anterior regime de Microprodução que incentivava sobredimensionamento das centrais e que, por consequência, acarretava sobrecustos para o Sistema Elétrico de Energia. A legislação que regula esta atividade está apresentada na Figura 2.2 [4].

<i>Decreto Lei</i>	<i>Objetivo</i>
Portaria n.º 153/2014	Regula os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidades destinada às UPAC e UPP.
Portaria n.º 14/2015	Comunicação prévia para UPAC, controlo prévio da injeção de energia na RESP por parte das UPAC e UPP.
Portaria n.º 60-E/2015	Altera a Portaria n.º 14/2015, por forma a “densificar os procedimentos para o acesso às categorias II e III do regime remuneratório aplicável às UPP”. Define os requisitos técnicos exigidos aos equipamentos inversores usados nas UPAC/UPP, estabelece os requisitos mínimos de qualidade e de segurança para as instalações, rede e para os materiais e equipamentos elétricos disponíveis na instalação.
Portaria n.º 15/2015	Fixa as tarifas de referência aplicável às UPP e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência, em função da energia primária.

Figura 2.2: Enquadramento Jurídico da PD.

2.1.2 Ligação à rede

Neste sub-capítulo aborda-se apenas a ligação à rede das Unidades de Produção descentralizada que recorrem à energia solar, unidades estas que constituem essencialmente a grande maioria da potência instalada existente na Baixa Tensão (BT).

A crescente complexidade das instalações de Produção Dispersa (PD) com recurso a fontes de energia renováveis instaladas ao longo do Sistema Elétrico de Energia (SEE) assume uma importância crescente para a continuidade e qualidade do serviço prestado.

No planeamento da ligação à rede deste tipo de sistemas deverá haver uma escolha adequada do ponto de vista técnico-económico e ser solicitado ao distribuidor um orçamento com os custos da ligação à rede.

Na Figura 2.3 apresentam-se os pontos de ligação e respetivas características limitadoras de admissão à rede [5].

Nível de Tensão	A quem se destina
Baixa Tensão (BT) Baixa tensão normal (BTN) Baixa tensão especial (BTE)	Clientes residenciais, lojas, escritórios e pequenas empresas (230/400 V); Para potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA (potência mínima 1,15 kVA); Potências contratadas superiores a 41,4 kW.
Média Tensão (MT)	Destina-se a empresas tipicamente com potência instaladas superiores a 200 kVA, alimentado ao nível de tensão de 10 kV, 15 kV ou 30 kV, de acordo com o posicionamento geográfico.
Alta Tensão (AT)	Concede-se a empresas tipicamente com potências instaladas superiores a 10 MVA, sendo a instalação alimentada ao nível da tensão de 60 kV.

Figura 2.3: Pontos de ligação à rede.

É da total responsabilidade do requisitante a escolha do nível de tensão, devendo atender-se sempre a critérios técnicos e económicos, nomeadamente os relacionados com o consumo, tarifas, qualidade do serviço e, obviamente, o investimento inicial. Há necessidade também de ter em atenção os custos da continuidade do serviço e os custos de manutenção. Caso a instalação não cumpra as regras estabelecidas na legislação aplicável, deverá ser negada a emissão de licença ou autorização por parte da entidade administrativa competente, quer se trate de uma nova ligação ou de uma religação.

Instalações elétricas particulares, existentes numa matriz predial (registo efetuado no serviço das Finanças) possuem apenas um único ponto de fronteira com a rede de distribuição. As instalações elétricas particulares não podem em momento algum ultrapassar os limites da propriedade privada. As ligações à rede são identificadas com recurso a um código universal único do ponto de entrega (CEP), que é atribuído pela EDP Distribuição. A atribuição deste código poderá ser automática ou a pedido do cliente, estando a sua emissão dependente da finalização dos trabalhos de ligação à rede.

Após escolha do nível de tensão de alimentação, terá que se proceder à escolha da potência a requisitar (valor para o qual a ligação será dimensionada). O valor da potência requisitada condicionará a potência a contratar, não podendo ser superior à primeira. Para se efetuar o pedido de ligação à rede ou apenas um aumento de potência, deverão ser cumpridos todos os trâmites exigidos. O pedido será feito através dos canais de comunicação disponibilizados pelo operador de energia, sendo solicitados os seguintes dados [5]:

- Cartão de Cidadão;
- Ficha Eletrotécnica corretamente preenchida e assinada por técnico qualificado;
- Planta topográfica com o local do ponto de entrega de energia e respetivas coordenadas geográficas;
- Licença municipal de construção ou declaração subscrita pelo proprietário ou técnico responsável, em como a obra não carece de licença municipal.

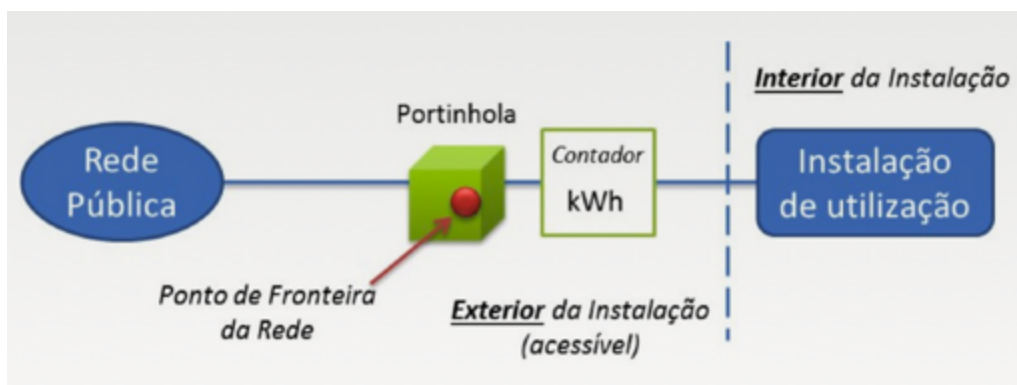


Figura 2.4: Esquema de ligação à rede pública [5].

Antes da entrega do pedido, o requisitante deverá pagar todos os emolumentos, nomeadamente serviços de ligação e participação nas Redes. Posteriormente são apresentadas condições impostas para a ligação à rede [5]:

- Orçamento;
- Prazos de execução;
- Prazos de validade e condições de pagamento;
- Material a utilizar;
- Informações sobre as dimensões e características técnicas da ligação.

Em resumo, o fornecimento de energia elétrica só será realizado após [5]:

- Liquidação dos encargos de ligação à rede;
- Execução dos elementos de ligação à rede;
- Certificação da instalação;
- Elaboração do contrato de fornecimento de energia elétrica com um comercializador de mercado.

2.2 Qualidade da Energia Elétrica

Os consumidores de energia elétrica têm ao seu dispor uma tensão alternada sinusoidal com frequência e amplitude que deverão ser mantidas dentro de limites estipulados. Estes valores são razoavelmente constantes ao longo do tempo, para condições normais de exploração.

Durante a operação e exploração das Redes Elétricas, existe um leque de fatores que podem originar alterações nos parâmetros nominais da onda da tensão que, consequentemente afetam o funcionamento das instalações e equipamentos, contribuindo para a redução do seu tempo de vida útil.

Os fenómenos que provocam alterações na onda de tensão podem ter origem nas interligações com outras redes, na própria rede, nos produtores de energia ou nas instalações do próprio cliente (essencialmente em clientes industriais).

De modo a se melhorar a qualidade da onda de tensão há necessidade de se efetuarem investimentos, pelo que é inviável a construção de uma rede totalmente ausente de perturbações da onda de tensão. Em Portugal tem-se estimulado uma política em que se distribuem as responsabilidades

entre os clientes mais sensíveis a estas perturbações e os operadores das redes. Os operadores têm o dever de fornecer uma onda de tensão que satisfaça um nível mínimo de qualidade. Os clientes mais sensíveis a esta problemática são responsáveis por imunizarem as suas próprias instalações a estas perturbações.

Com o objetivo de qualificar a qualidade da onda de tensão no ponto de entrega do cliente e, consequente, verificação dos parâmetros de qualidade estipulados, os operadores das redes de transporte e distribuição devem monitorizar constantemente os seguintes parâmetros da onda de tensão [27]:

- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão;
- Sobretensões (*swells*);
- Tremulação (*flicker*);
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Frequência;
- Distorção harmónica.

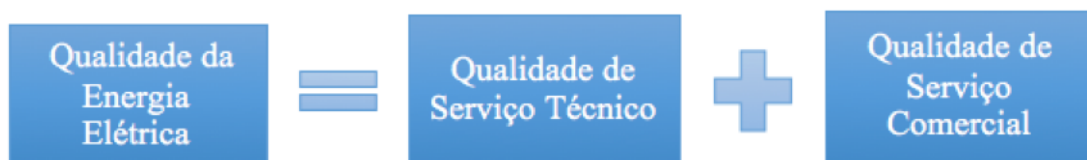


Figura 2.5: Esquema representativo da qualidade de serviço.

Pela análise da figura 2.5, “Esquema representativo da qualidade de serviço”, verifica-se que a qualidade da Energia Elétrica irá depender da qualidade do serviço técnico prestado pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores. Para analisar a qualidade de serviço são utilizados indicadores gerais e individuais, definidos no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

No que concerne as medidas técnicas, a qualidade do serviço elétrico é caracterizada segundo os seguintes aspetos [28]:

- Continuidade de Serviço – Fiabilidade do fornecimento da energia elétrica (número e duração das interrupções de fornecimento);

- Qualidade da Energia Elétrica – Características da forma da onda da tensão alternada (evolução dos valores de frequência, amplitude, desequilíbrio, distorção harmónica, entre outros).

2.2.1 Impacto na Tensão causado pela Produção Dispersa

Os Distribuidores de Energia Elétrica, têm como principal objetivo o fornecimento de Energia, garantindo a qualidade da onda de tensão (tensão sinusoidal, com o valor eficaz contratado à frequência de 50Hz) de modo a garantirem uma onda com as características contratadas. No caso de sistemas trifásicos é importante assegurar ainda que não existe desequilíbrio entre as fases da tensão.

As variações lentas da tensão, assim como as da frequência da rede elétrica, são provocadas por perturbações que surgem e afetam o normal funcionamento do sistema elétrico de energia, sem grande previsibilidade. Estas perturbações ocasionadas pelo corte ou variação de cargas, saída repentina de serviço de unidades geradoras e reconfiguração da rede são mitigadas rapidamente pelos sistemas de controlo. Ao nível dos clientes de Baixa-Tensão, utilizadores de aparelhos domésticos são regulados pelas Normas (EN 50-006 do CENELEC).

Sendo fisicamente impossível assegurar e asseverar a tensão nas suas condições ideais de funcionamento devido em muito pelo facto de não existir informação sobre o grau de simultaneidade de funcionamento dos equipamentos e ainda pela não existência de homogeneidade entre cargas (que individualmente já apresentam um funcionamento complexo), foram então estabelecidos critérios limitantes de aceitação/admissibilidade, para este tipo de fenómenos.

Ao nível do funcionamento da rede estas irregularidades são abordadas com critérios probabilísticos, que nos permitem inferir no que diz respeito ao nível de poluição global da rede. A CEI com o fim de analisar a qualidade da tensão procede à medição exaustiva em vários pontos da rede e classifica os fenómenos em [29]:

- T_{vs} – (*Very short interval*), duração correspondente a 3s;
- T_{sh} – (*Short interval*), duração correspondente a 10 minutos;
- T_L – Duração de uma hora;
- T_{wk} – Com a duração de uma semana.

2.3 Conclusões

O ORD enfrenta algumas dificuldades no monitoramento da PD. Ao nível da BT não existem mecanismos que permitam controlar em tempo real a produção. No entanto é notório o aparecimento dos *Smart Meters* e, prevê-se que no futuro exista uma ligação entre estes e o operador do sistema, facilitando assim a comunicação e tomada de decisões no controlo das redes. Desta forma, irá ser garantida a continuidade e qualidade do serviço.

Capítulo 3

Sistemas fotovoltaicos

3.1 Panorama Mundial

As preocupações crescentes, motivadas pelas Alterações Ambientais que se fazem sentir a uma escala global, levaram os chefes das organizações a tomar medidas de relevo para travar as emissões de poluentes, Gases de Efeito de Estufa (GEE), nomeadamente o dióxido de carbono (CO_2).

Uma medida de destaque, que se faz sentir a nível Europeu é a iniciativa 20-20-20, programa no qual, indiscutivelmente as Energias Renováveis têm um papel preponderante. Esta estratégia da política energética aprovada no final do ano de 2008 pela União Europeia (UE) tem como objetivo até 2020 uma redução de 20% das emissões dos GEE, aumentando para 20% a quota das energias renováveis no consumo energético e, por fim, melhorar a eficiência energética Europeia em 20% [30].

Não só a nível Europeu, como também a nível Mundial, tem se notado um aumento percentual crescente no que diz respeito às instalações fotovoltaicas. Este facto advém não só da consciencialização Ambiental que se vive nos dias de hoje, mas também pelo facto de esta tecnologia estar cada vez mais acessível. Na figura 3.1 podemos visualizar os resultados de um estudo realizado com base no Mercado Alemão que mostra a evolução do custo, em Euros por kWp, dos sistemas fotovoltaicos [6].

A figura 3.2 mostra a distribuição Mundial das instalações fotovoltaicas realizadas no mundo, no ano de 2006.

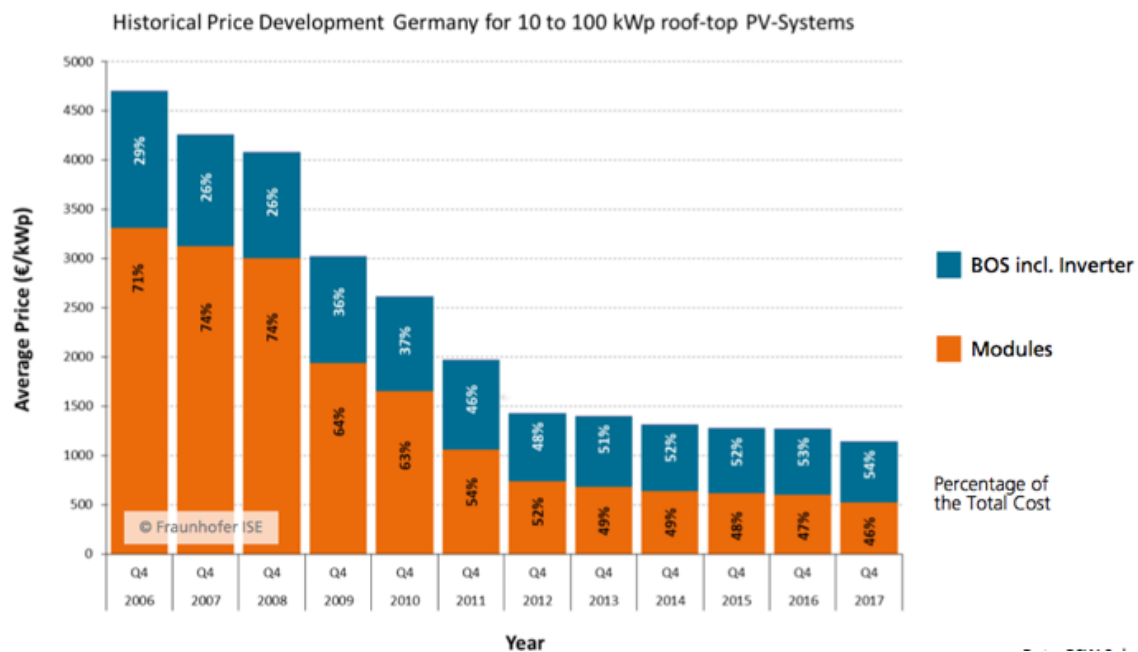


Figura 3.1: Evolução do preço dos 10 aos 100 kWp para sistemas fotovoltaicos com fixação em telhado [6].

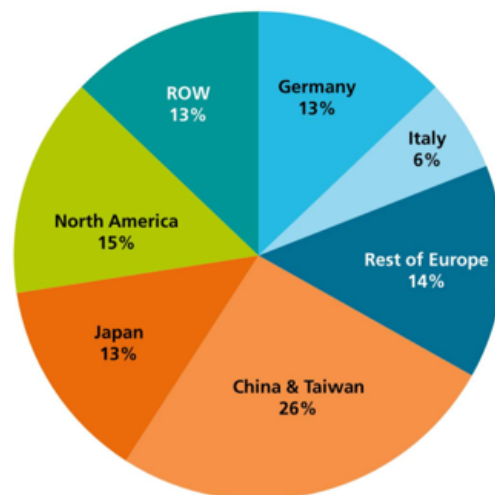


Figura 3.2: Distribuição Mundial das Instalações Fotovoltaicas (PV) [6].

3.2 Radiação Solar

Apenas 0,01% da energia solar que atinge a superfície terrestre seria suficiente para suprir as necessidades energéticas a nível mundial. A intensidade da radiação solar fora da atmosfera depende apenas da distância ao Sol. Durante o ano a radiação solar varia entre 1.47×10^8 km e 1.52×10^8 km, pelo que, a irradiância E_0 varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio deste intervalo designa-se por constante solar, $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$.

Apenas uma parte da quantidade total de radiação imitada pelo Sol atinge a superfície terrestre. A atmosfera da Terra constitui um filtro, garantindo assim a redução da radiação graças à reflexão, absorção (ozono, vapor de água, oxigénio e dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó e poluição). O nível de irradiância que atinge a superfície da Terra é de aproximadamente 1.000 W/m^2 ao meio-dia, sendo consideradas boas condições climáticas. Este valor é independente da localização [8].

Outra medida de relevo é a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 e que corresponde à quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante um ano. Esta medida varia significativamente consoante a região [8].

Na figura 3.3 podemos visualizar o panorama Europeu da distribuição global da irradiação solar. Em algumas regiões, perto do Equador, excede os 2.300 kWh/m^2 por ano, por outro lado, no sul da Europa não deverá exceder os 1.900 kWh/m^2 . Em Portugal a irradiação solar encontra-se entre os 1.300 kWh/m^2 e os 1.800 kWh/m^2 , o que qualifica o nosso País como uma zona bastante propensa para a exploração da energia solar como recurso energético como podemos verificar na figura 3.4.

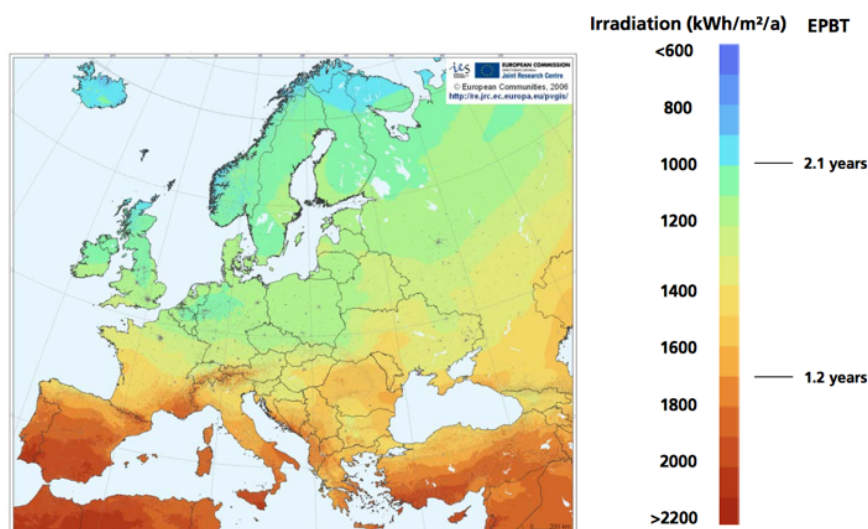


Figura 3.3: Irradiação solar, cenário Europeu [6].

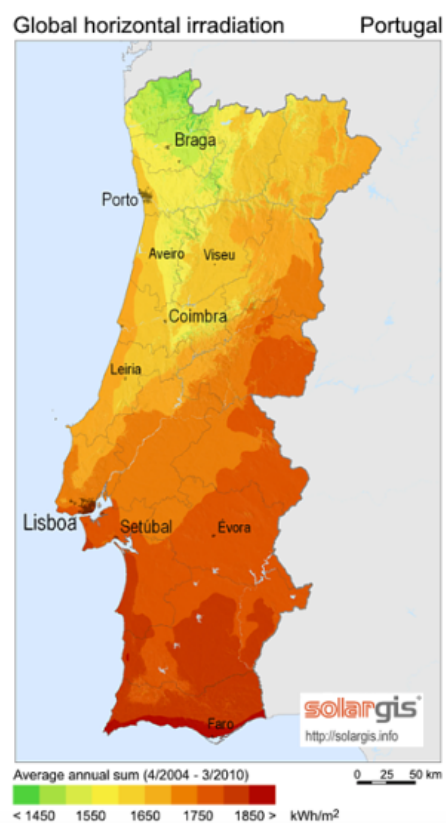


Figura 3.4: Carta com o valor média [2004-2010] da radiação solar em Portugal [7].

3.3 Enquadramento Geral, sistemas PV

As crescentes necessidades energéticas a nível mundial, têm levado as organizações a procurar soluções no que diz respeito à redução das emissões dos gases do efeito de estufa. O aumento percentual da produção de energia elétrica com recurso a Fontes Renováveis ocupa uma importante alavanca no cumprimento das metas impostas, como é o caso do Protocolo de Quioto, Acordo de Paris, entre outros. No que diz respeito às políticas ambientais da União Europeia, a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis encontra-se integrada entre as medidas prioritárias impostas no âmbito da desejada redução dos gases responsáveis pelo efeito de estufa (GEE) [8].

A produção de energia elétrica com recurso a unidades de produção fotovoltaicas, é constituída, basicamente, pelos seguintes componentes (Figura 3.5):

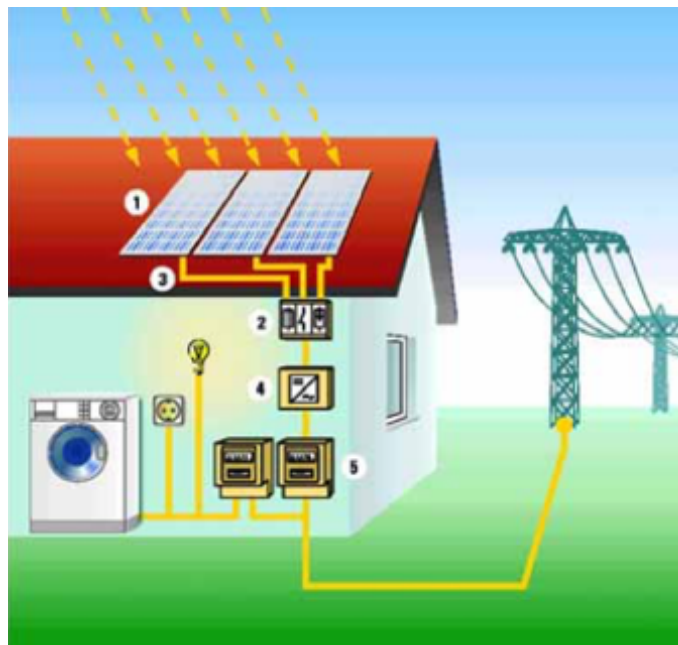


Figura 3.5: Componentes fundamentais de um sistema fotovoltaico, com ligação à rede [8].

1. Gerador fotovoltaico (múltiplos módulos fotovoltaicos dispostos em série e em paralelo, com estruturas de suporte e de montagem);
2. Caixa de junção (equipada com dispositivos de proteção e interruptor de corte principal DC);
3. Cabos AC-DC;
4. Inversores;
5. Mecanismos de proteção e aparelho de medida.

3.4 Células Fotovoltaicas

O efeito fotovoltaico foi descoberto em meados de 1839 pelo Físico Francês Edmond Becquerel. Mais tarde, em 1883, surgiram as primeiras células foto elétricas pela mão do Inventor Americano Charles Fritts que criou uma junção com recurso ao Selénio semiconductor com uma camada extremamente fina de ouro. Hoje em dia o material predominante para as células solares cristalinas é o silício [8].

Embora a evolução seja notória, a eficiência das células fotovoltaicas é muito reduzida, sendo que as que possuem rendimento mais elevado apresentam custos de produção e, consequentemente, de comercialização, excessivos. As células solares cristalinas são constituídas essencialmente por silício, não o elemento químico puro, mas uma ligação química em forma de dióxido de silício. Para a obtenção do silício é necessário separar o oxigénio não desejado, do dióxido de silício. A areia de sílica é aquecida e fundida juntamente com pó de carvão, resultando, deste processo, o silício metalúrgico com uma pureza de 98%. Para aplicações eletrónicas 2% de impurezas é considerado excessivo, pelo que o silício, em estado bruto, é ainda purificado através de um processo químico (figura 3.6). O silício resultante apresenta elevada qualidade e pode agora ser processado de diferentes modos, para a produção de células mono ou policristalinas [9].

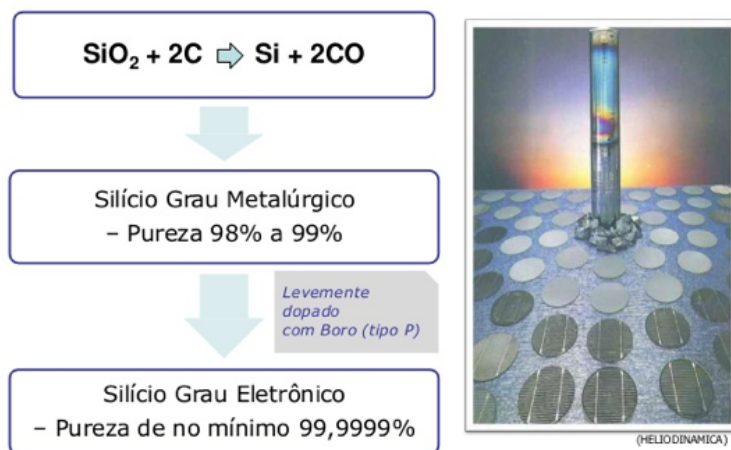


Figura 3.6: Processamento e purificação do silício até à obtenção do grau eletrônico [9].

3.5 Tecnologias existentes no mercado

Dada a elevada procura, a indústria associada a este tipo de tecnologia tem procurado investir em produtos mais eficientes e que satisfaçam as diferentes necessidades existentes no mercado. Podemos dividir os tipos de módulos solares em 4 gerações. A primeira geração corresponde a cerca de 90% do mercado e utiliza a sílica mono e policristalina, sendo também denominada de tecnologia solar cristalina. No que diz respeito à segunda geração, esta apresenta painéis com uma configuração mais fina e inorgânica. A terceira geração, também apelidada de tecnologia solar orgânica, apresenta grande potencial para o uso de painéis solares não apenas em telhados, mas em qualquer lugar. Finalmente, a quarta geração, utiliza as tecnologias concentradas, que recorre a captadores de radiação solar com o objetivo de direcioná-los para as células solares, aumentando assim a área exposta. Esta última tecnologia geralmente é utilizada em parques solares de grandes dimensões e elevada potência [31].

3.5.1 Primeira Geração

Fazem parte desta geração as células fotovoltaicas amorfas, monocristalinas e Policristalinas: [8][32]:

- As células monocristalinas de silício são as que possuem um rendimento mais elevado na ordem dos 16 aos 23%, em condições favoráveis ao bom funcionamento. Uma vez que este tipo de células é caracterizado por cristais monocristalinos em estado muito puro, o processo de fabrico torna-se dispendioso, minucioso e complexo;
- As células fotovoltaicas policristalinas embora possuam um processo de fabrico semelhante às das monocristalinas, o processo propriamente dito é menos meticuloso, nomeadamente na construção da "bolacha". Consequentemente, o rendimento é relativamente baixo, no máximo 12,5%, e por consequência o preço é mais acessível;
- As células de silício amorfo, apresentam um elevado grau de desordem atómico, conseguem absorver radiação apenas na faixa do visível e, no que diz respeito ao fabrico, podem utilizar deposições de vários tipos de substratos. É uma boa opção para sistemas em que o orçamento é baixo. No que diz respeito à sua eficiência, possuem um rendimento reduzido na ordem dos 6%, o que implica elevadas áreas de instalação e muita cablagem. Este tipo de células é caracterizado por ter baixas correntes e elevadas tensões.

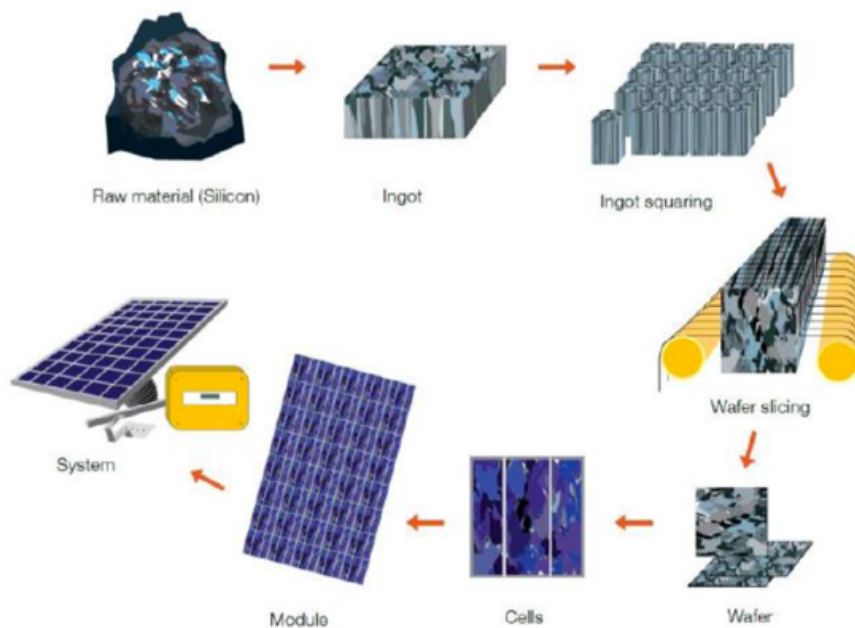


Figura 3.7: Processos de fabrico células de primeira geração [8].

3.5.2 Segunda Geração

A segunda geração de células fotovoltaicas é caracterizada por películas finas semicondutoras, não estando restringidas no seu formato aos tamanhos standard das tradicionais pastilhas. Teoricamente este substrato pode ser processado em vários tamanhos e, conseqüentemente, revestido com material semicondutor. Uma característica no processo de fabrico que diferencia estas células das cristalinas é que estas não são soldadas, mas sim interligadas monoliticamente. Construtivamente podem utilizar os seguintes materiais [8][32]:

- Arsenieto de Gálio, esta é a que apresenta uma maior eficiência, chegando a rendimentos na ordem dos 26%, já comprovados tanto em laboratório como na prática. É caracterizada por ser possuidora de uma elevada absorção fotoelétrica e insensível às temperaturas mais elevadas. Os custos de produção são elevadíssimos, o que, por vezes, inviabiliza a sua utilização em contextos comerciais. Podemos encontrar este tipo de células em utilizações ligadas à atividade espacial, onde os custos são menosprezados, face à qualidade construtiva;
- Telureto de Cádmio, material extremamente promissor nas tecnologias de filme fino, possui uma elevada absorção e ótimas propriedades de transporte de energia. No que diz respeito ao fabrico apresenta uma metodologia de fácil produção. Em termos teóricos é o material que apresenta maior potência e rendimentos mais elevados na ordem dos 25%. Em termos práticos as expectativas têm sido defraudadas sendo que o maior rendimento que se obteve

foi de 15%. O Telureto de Cádmio enfrenta grandes dificuldades, nomeadamente pela baixa durabilidade do sistema, pelo elevado grau de toxicidade do cádmio e, finalmente, pela dificuldade acrescida com a aplicação dos contactos com baixa resistência elétrica;

- Selenete de cobre e índio (CIS), semiconductor que, quando escolhido, geralmente prende-se com a sua elevada taxa de absorção fotoelétrica e facilidade construtiva. Quando misturado com sulfureto de cádmio, obtém-se a formação da célula solar. Esta tecnologia é dita promissora, uma vez que é relativamente fácil encontrar os seus componentes, com exceção do índio. A componente de cádmio existente não apresenta grau de toxicidade. Contrariamente às células de Silício Amorfo, este material apresenta elevada durabilidade e resistência. A sua eficiência encontra-se no intervalo entre 7 a 13%.

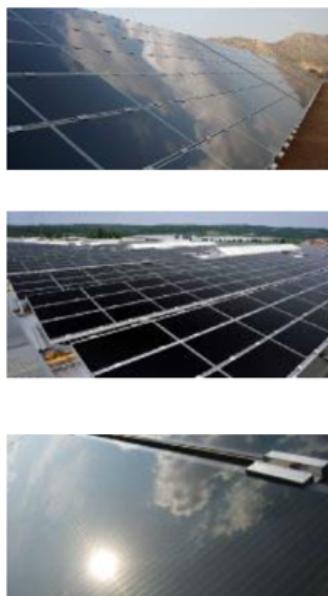


Figura 3.8: Módulos de películas finas: Telureto de Cádmio [8].

3.5.3 Terceira Geração

A Terceira geração de células fotovoltaicas é uma tecnologia promissora, devido ao seu baixo custo, que permite tirar maior partido da radiação incidente do que as restantes alternativas, que possuem um único "band-gap" eletrónico. A terceira geração caracteriza-se por possuir elevado rendimento, utilizar materiais abundantes com baixa toxicidade e possuir uma relação custo por watt baixa ($<0.5 \text{ €/Wp}$).

As células fotovoltaicas compostas por materiais orgânicos OPV (Organic Photovoltaics) e as que utilizam pontos quânticos (PQs), pertencem à terceira geração e têm inúmeras vantagens sobre

as tecnologias estabelecidas, nomeadamente: a possibilidade de se adaptarem às tonalidades dos edifícios BIPV (Building Integrated Photovoltaics), o que reduz consideravelmente o impacto visual, processamento de baixo custo (ideal para grandes áreas) e, por fim, apresentam peso reduzido e flexibilidade mecânica.

Para o desenvolvimento desta tecnologia conta-se com técnicas avançadas de síntese química, que permitem a obtenção de pontos quânticos ou de nanocristais semicondutores que absorverão os fótons da luz solar com uma eficiência superior. Os PQs coloidais apresentam dimensões entre 1 a 10 nanómetros de diâmetro e, devido à dimensão excessivamente reduzida dos cristais, é possível controlar as propriedades de absorção da radiação solar através do controle do tamanho e da composição do nanocristal. No que diz respeito ao rendimento, já foi obtido 5%, no entanto, espera-se que se atinjam valores na ordem dos 10 a 15% [8][32].

Em resumo, o objetivo deste tipo de células, no que diz respeito ao processo de conversão, pretende ser o mais parecido possível com a fotossíntese que ocorre nas plantas.



Figura 3.9: Ilustração que nos permite visualizar módulos (3ª geração) com películas finas sobre substratos flexíveis [8]

3.5.4 Quarta Geração

A quarta geração de células solares, também conhecidas como CSP (Concentrated Solar Energy) corresponde a sistemas que utilizam espelhos ou lentes de modo a concentrarem a radiação solar e, consecutivamente, refletirem essa radiação para as células solares, o que permite um aumento da área de incidência da radiação. Podemos dividir esta geração em três grupos: os que utilizam a energia solar para conversão em térmica, os que tiram partido da radiação solar para produção de eletricidade e, por fim, os que combinam as duas vertentes. No entanto, estando este estudo relacionado com redes de BT não será mais desenvolvida esta geração, já que está associada a parques solares de elevada potência instalada, que, naturalmente, não possuem como ponto de ligação a rede de baixa tensão [32].



Figura 3.10: Parque solar térmico de concentração [8].

3.6 Problemas resultantes da Interligação à rede da UPAC e da UPP

Tradicionalmente os Sistemas Elétricos de Energia foram concebidos para efetuarem o suprimento das necessidades energéticas das cargas (consumidores do sistema), sendo que o Trânsito de Potências (TP) era efetuado dos níveis mais elevados de tensão para os níveis mais baixos, verificando-se assim, uma unidirecionalidade do TP por parte dos sistemas.

Atualmente, com a introdução da produção dispersa ao nível da Média e Baixa Tensão verifica-se um cenário para o qual os sistemas não foram projetados (figura 3.15) e no qual o Trânsito de Potências passa a ser efetuado em ambos os sentidos (bidirecionalidade).

A produção distribuída aumentou substancialmente em todo o mundo e implicou um importante meio de desenvolvimento para as tecnologias que recorrem às energias renováveis. Os níveis de tensão nos barramentos é uma das questões preponderantes na avaliação do impacto causado pela PD na rede de distribuição, sendo de extrema importância manter os níveis de tensão dentro dos limites permitidos no respetivo regulamento.

A penetração da PD implica a necessidade de novas metodologias para realizar os estudos de análise das redes de distribuição. Existem disponíveis várias ferramentas computacionais que apresentam a capacidade de modelação e simulação consistente com os requisitos mais recentes de análise das redes de distribuição [33].

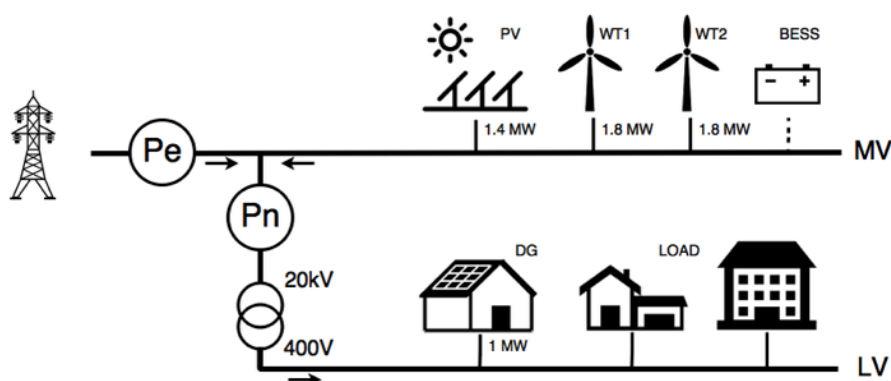


Figura 3.11: Rede elétrica com penetração de PD [10].

A instalação de recursos geradores de energia de pequeno e médio porte com recurso a fontes renováveis tem sido impulsionada pelas políticas ambientais que renumeram positivamente os excedentes de energia injetados na rede pública. A PD introduz uma série de novas questões, resultantes da sua interligação com a rede, nomeadamente questões técnicas e económicas.

Tecnicamente os efeitos são essencialmente no controlo da tensão, nos níveis de curto-circuito e na operação em ilha isolada. Do ponto de vista económico, poderá notar-se uma diminuição em termos da faturação das empresas de distribuição, no entanto, será também notório um desinvestimento por parte destas.

Quando a produção coincide temporalmente com o consumo, é espectável uma melhoria dos perfis de tensão, um alívio em zonas mais congestionadas e uma diminuição das perdas de transporte resultantes do facto de a PD se encontrar junto às zonas de consumo. Quando a produção é alta e o consumo baixo levantam-se problemas técnicos, nomeadamente devido à possível inversão do sentido do trânsito de potências. Esta inversão no sentido do fluxo pode causar um aumento na tensão no barramento onde a potência está a ser injetada e requer uma alteração na lógica de controlo convencional, por forma a que as tensões dos barramentos sejam mantidas dentro de níveis que permitam o normal funcionamento do sistema. Outras consequências deste cenário são: possível disparo dos dispositivos de produção, corte de produção renovável, maior frequência na manobra das tomadas dos transformadores e dos bancos de condensadores e a existência de uma grande flutuação de potência reativa causada pela manobra dos bancos de condensadores [34] [35].

3.7 Conclusões

Ao longo dos anos tem-se verificado uma evolução no que diz respeito às tecnologias fotovoltaicas. O mercado tem disponibilizado soluções que permitem tirar o máximo partido da radiação solar e adaptar-se às diferentes infraestruturas. Para além disso, os custos dos sistemas fotovoltaicos têm vindo a reduzir, o que permite uma maior adesão a este tipo de sistemas por parte da população. Todos estes fatores contribuem para uma evolução positiva na independência dos combustíveis fósseis, e espera-se que no futuro esta parcela assuma um papel mais significativo para os sistemas elétricos de energia. Prevê-se também investimento nas redes, de modo a acompanhar esta evolução. É importante salientar que as redes elétricas inicialmente não foram projetadas para este trânsito de potências multidirecional.

Capítulo 4

Tarifários e regime remuneratório

4.1 Regime da Produção Distribuída

4.1.1 UPAC

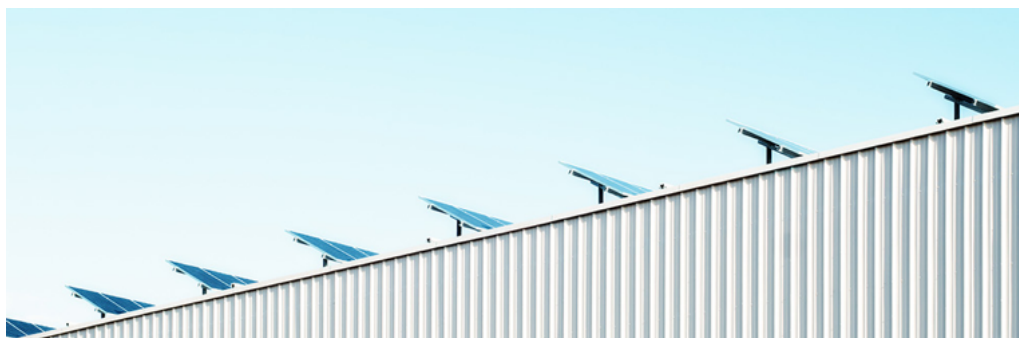


Figura 4.1: UPAC instalada em ambiente comercial [11].

Como já foi referido nas Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) a energia produzida é preferencialmente injetada na instalação de consumo, podendo os excedentes de produção instantânea ser injetados na Rede Energética de Serviço Público (RESP). O modelo em vigor estabelece uma relação lógica entre a capacidade de produção e o consumo existente no local da instalação, com o objetivo de minimizar a injeção de energia na RESP. A energia injetada na Rede Pública é renumerada ao preço de mercado (4.1), sendo deduzido desse valor 10% para compensar os custos de injeção. Caso a potência injetada seja inferior a 1 MW existe a possibilidade de vender o excedente de energia ao comercializador de último recurso (CUR) [36].

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (4.1)$$

As UPAC ligadas à RESP, com potência superior a 1,5 kW, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação que permita recuperar os custos de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema. O pagamento da compensação só se torna efetivo quando a representatividade das UPAC ultrapassa 1% do total da potência instalada no SEN. Neste caso temos [36]:

- **30% dos CIEG**, enquanto a potência acumulada de UPAC instaladas não exceda 3% do total da potência instalada no SEN ;
- **50% dos CIEG**, quando a potência acumulada de UPAC instaladas exceder 3% do total da potência instalada no SEN.

A compensação mensal é efetivada quando a UPAC inicia a sua exploração e estende-se por um período de 10 anos. Este valor (4.2) é fixo e incide sobre a potência instalada, sendo auditado pelo Operador da Rede de Distribuição (ORD) e faturado pelo CUR [36]:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (4.2)$$

K_t - Assume valores da compensação de 0%, 30% ou 50%, consoante a percentagem de penetração de autoconsumo SEN;

P_{UPAC} - Potência da UPAC em kW;

$V_{CIEG,t}$ - Valor calculado anualmente, com recurso à expressão 4.3.

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (CEIG^p)_{i(t-n)} \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CEIG^e)_{i,h(t-n)} \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12} \quad (4.3)$$

4.1.2 UPP



Figura 4.2: Unidade de pequena produção [12].

A instalação de consumo recebe toda a energia elétrica do respetivo comercializador, sendo toda a produção injetada na RESP, a potência instalada nunca poderá ser superior a 250 kW e tem que ser inferior à potência contratada na instalação de consumo.

Anualmente a energia produzida pela UPP não deverá exceder os 20 MW, nem o dobro da eletricidade consumida na instalação. A cada ano a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) estabelece:

- Quotas de potência de ligação a alocar no ano seguinte;
- Programação de alocação da quota anual através do Registo de Unidades de Produção (SE-RUP);
- Eventuais saldos de potência que não foram atribuídas em anos anteriores.

Na figura 4.3 estão definidas as três categorias que existem para a atribuição de potência:

<i>Categoria</i>	<i>A quem se destina</i>
I	Destinada apenas à instalação de uma UPP
II	Para produtores que para além da instalação de uma UPP, pretendam no local de consumo a instalação de uma tomada para carregamento de veículos elétricos
III	Produtor que além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m ² ou de uma caldeira a biomassa.

Figura 4.3: Categorias para quem pretende instalar uma UPP [4].

Em termos de renumeração, a energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é renumerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação (leilão), no qual os concorrentes oferecem descontos em relação à tarifa de referência (específica por categoria).

A tarifa de referência por categoria é estabelecida anualmente mediante despacho do SEE, a tarifa de remuneração atribuída em leilão entra em vigor por um período de 15 anos, sendo variável mediante o tipo de energia. Na figura 4.4 está indicado o cálculo da percentagem sobre a tarifa de referência [4].

<i>Percentagem sobre tarifa de Referência</i>	
Solar	100%
Eólica	80%
Hídrica	50%
Biogás	60%
Biomassa	60%

Figura 4.4: Cálculo da percentagem sobre a tarifa de referência [4].

Findo o período de 15 anos o produtor entra no regime geral de produção especial. Durante a vigência da tarifa os Produtores não podem optar por outro regime.

4.2 Armazenamento de energia com recurso a acumuladores

Os avanços tecnológicos que se têm constatado nas tecnologias de produção de energia elétrica de pequena escala são bem visíveis no mercado atual. Tornou-se assim possível a produção de energia elétrica em unidades de pequena escala, a partir de equipamentos acessíveis aos que até

então apenas eram consumidores. Atualmente as fontes de produção descentralizada, ao nível dos consumidores domésticos, são essencialmente com recurso a painéis solares. A produção a partir dos painéis PV possui uma elevada variabilidade na produção, devido à imprevisibilidade do nível de radiação solar ao longo do dia. O possível recurso a acumuladores, essencialmente nas UPAC, deverá ser considerado, uma vez que, atualmente existe uma grande diferença entre o custo atual de compra e o preço de venda da energia elétrica injetada (variação mensal do MIBEL). É, portanto, vantajoso, minimizar a energia injetada na rede, quando o preço da venda é inferior em comparação com o de compra [14].

No que diz respeito às UPP o mecanismo técnico-económico não é afetado, uma vez que, o preço é constante ao longo do tempo.

Uma bateria é um dispositivo eletroquímico capaz de converter energia potencial química em energia elétrica, através de uma reação elétrica de redução-oxidação. Nos sistemas solares fotovoltaicos as baterias constituem um importante aliado, uma vez que, permitem acumular energia nas horas de maior produção garantindo assim ao utilizador energia nas horas em que o sistema se encontra com produção próxima de zero ou mesmo nula. Na figura 4.3 pode-se visualizar um sistema híbrido, com armazenamento, que recorre à tecnologia solar fotovoltaica, mini-aerogerador e gerador a diesel [14].

Figura 4.5: Sistema híbrido com armazenamento, uso doméstico [13].

4.2.1 Conceitos gerais

Uma bateria é constituída essencialmente por dois elétrodos submergidos em um eletrólito, onde ocorrem as reações químicas de carga e descarga. O eletrólito, que pode ser líquido, sólido ou uma espécie de "pasta", é um condutor iónico (com carga) que se decompõe com a passagem da corrente elétrica. Os elétrodos são condutores metálicos submergidos num Eletrólito. Um dos elétrodos é positivo e dele partem os eletrões quando se estabelece a corrente elétrica, sendo transportados até ao eletrodo negativo [14].

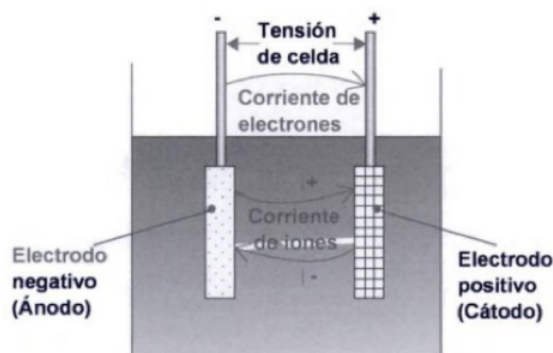


Figura 4.6: Esquema representativo de uma bateria [14].

A maioria das baterias são muito semelhantes. Quando comparadas construtivamente, são compostas por um número variável de células eletroquímicas. A tensão da bateria é proporcional ao número de células que possui, sendo de 2V a tensão de cada célula.

As características que definem o funcionamento das baterias, são, essencialmente, as seguintes [14]:

- Capacidade de descarga em amperes por hora (Ah);
- Profundidade da descarga;
- Vida útil (em ciclos).

A capacidade pode ser definida como a quantidade de energia elétrica que a bateria, previamente carregada, pode fornecer durante uma descarga completa. É definida como sendo o produto entre a intensidade da corrente pelo tempo (Ah). Como exemplo, uma bateria de 200 Ah, será capaz de fornecer 50 Amperes durante 4 hora. Existem alguns fatores que podem alterar a capacidade da bateria [14]:

- Tempo de descarga:
 - Curto, diminui a capacidade;
 - Longo, aumenta a capacidade.
- Temperatura da bateria e do meio ambiente:
 - Se for menor do que a temperatura de funcionamento, a capacidade diminui;
 - se for superior, a capacidade aumenta; no entanto acentua-se a redução do número de ciclos de vida útil da bateria.

- Tipo de ligação das baterias:
 - Em paralelo (positivo com positivo e negativo com negativo), adicionam-se as capacidades; só deverão ser ligadas em paralelo baterias com a mesma tensão nominal e capacidade;
 - Em série (positivo com negativo), não afeta a capacidade.

Profundidade de descarga, pode ser definida como a percentagem total da capacidade da bateria que é utilizada durante um ciclo de carga/descarga. Em função da profundidade de descarga as baterias podem ser classificadas em [14]:

- Baterias de ciclo superficial;
 - Entre 10-15% em média por descarga, podendo alcançar 40-50%.
- Baterias de ciclo profundo;
 - Entre 20-25% em média, por descarga, e chegar acima dos 80%, são as baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos.

A vida útil de uma bateria pode ser definida como o número de ciclos de vida, ou seja, o número de vezes em que se verifica uma reação de carga/descarga. Os fatores que interferem nesta característica são [14]:

- Espessura das placas;
- Concentração do eletrólito;
- Profundidade de descarga.

Este último fator é o mais importante na vida útil de uma bateria. Quanto mais profunda for a descarga, menor será o número de ciclos e, portanto, menor será a vida útil da bateria ao produzirem-se constantes ciclos de carga e descarga [14].

4.2.2 Ligações elétricas

Para se tirar o máximo partido das propriedades das baterias, podemos ligá-las em: série, paralelo ou série e paralelo. O tipo de ligação escolhido permite aumentar a tensão, capacidade ou a tensão e a capacidade em simultâneo [15]:

- Ligação em série (positivo para negativo): soma-se a tensão das células (figura 4.7), obtendo-se baterias de 4,6, 12 volts, etc.

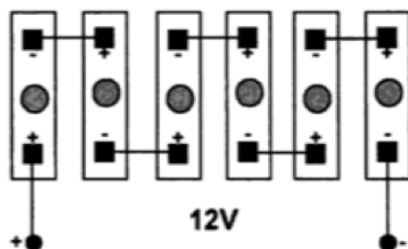


Figura 4.7: Ligação em série [15].

- Ligação em paralelo (positivo para positivo e negativo para negativo): soma-se a capacidade das células (figura 4.8).

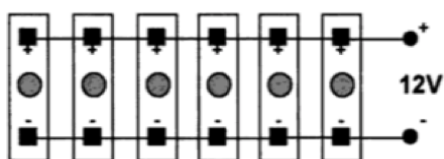


Figura 4.8: Ligação em paralelo [15].

- Ligação em série e paralelo: aumenta-se tanto a tensão como a capacidade (figura 4.9).

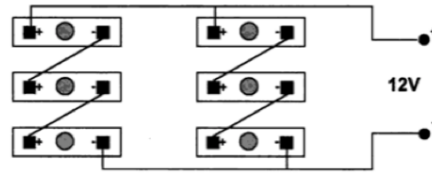


Figura 4.9: Ligação série e paralelo [15].

4.3 Tipos de baterias mais utilizadas em PV

As baterias recarregáveis, como já foi referido anteriormente, também são conhecidas como acumuladores, participam de uma reação química reversível. A sua vida útil depende essencialmente: do número de ciclos de vida útil, da profundidade da descarga e do cumprimento das normas de manutenção.

No mercado existem diversos tipos de baterias. Para sistemas fotovoltaicos, as mais utilizadas são as baterias de chumbo-ácido (figura 4.10) e as de níquel-cadmio (figura 4.11). Estas últimas apresentam uma qualidade excelente, no entanto não são muito recomendáveis para sistemas fotovoltaicos uma vez que, apresentam um custo extremamente elevado. Por outro lado, as baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas, pois adaptam-se a qualquer corrente de carga e possuem um custo acessível [15].



Figura 4.10: Bateria de chumbo-ácido de 12V [16].



Figura 4.11: Bateria de níquel-cádmio [17].

4.3.1 Baterias de chumbo-ácido

Estes tipos de baterias são utilizados em aplicações onde o peso e o tamanho não são fatores preponderantes na seleção. Na figura 4.12 pode-se visualizar a constituição de uma bateria deste tipo.

Estas baterias apresentam uma tensão típica de 2V por célula, podendo ser abertas ou fechadas, e a capacidade em serviço pode variar entre 1-10.000Ah. O baixo custo que as caracteriza é, sem dúvida, uma grande vantagem, quando o mais importante é a maximização do investimento. Porém, nem tudo são vantagens: o tamanho e o peso considerável, a necessidade de ventilação e proteção contra ambientes corrosivos e potencialmente explosivos (por separação do hidrogénio durante a carga) e a elevada manutenção requerida [15].

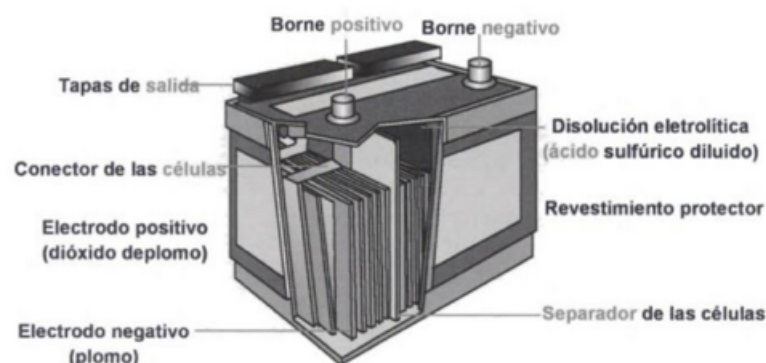


Figura 4.12: Bateria de chumbo-ácido [15].

Dentro das baterias de chumbo-ácido, as mais comuns são [15]:

- Chumbo-antimônio;
- Chumbo-selênio;
- Chumbo-cálcio.

As baterias estacionárias com baixo conteúdo em antimônio são uma boa opção para os sistemas fotovoltaicos. Existem outros tipos de baterias de chumbo que possibilitam a sua colocação independentemente da sua posição, visto que não derramam eletrólitos. Estas baterias são as seladas, em que o eletrólito é uma espécie de gele, não admitem descargas profundas e as baterias de eletrólito absorvido, nas quais o eletrólito está localizado na fibra de vidro e permitem descargas moderadas [15].

4.3.2 Baterias de Níquel-cádmio

As baterias de níquel-cádmio (NiCd) estão amplamente testadas e estabelecidas no mercado, uma vez que foram a segunda tecnologia de acumuladores a ser desenvolvida, imediatamente a seguir às baterias de chumbo. Podemos encontrá-las na versão standard ou seladas. De entre as suas características podemos salientar [15]:

- Admitem descargas profundas de até 90% da capacidade nominal;
- O eletrólito é alcalino;
- Rendimento elevado mesmo com variações extremas de temperatura;
- Baixo coeficiente de auto descarga;
- Tensão por célula de 1,2 V;
- Alto rendimento de absorção durante a carga (maior que 80%);
- Custo elevado comparando com as baterias ácidas.



Figura 4.13: Instalação de baterias de níquel-cádmio em sistemas PV [18] [19].

4.3.3 Tecnologias em Desenvolvimento

Considera-se uma tecnologia em desenvolvimento aquela cuja aplicação e a características construtivas, vantagens, desvantagens e respetivo preço ainda não se encontram totalmente estabelecidos. Estas tecnologias não se encontram ainda em utilização generalizada no nosso quotidiano e, geralmente, apenas fazem parte de programas experimentais. Podemos considerar como tais, as seguintes tecnologias [19]:

- Pilhas de hidrogénio;
- Flow batteries;
- Flywheels;
- Ar comprimido;
- Supercondutores;
- Supercondensadores;



Figura 4.14: Supercondesadores, aplicações em sistemas automóveis (Start and Stop) [20].

4.4 Reguladores de carga

De modo a evitarmos as descargas das baterias sobre os módulos solares, é necessária a instalação de díodos anti-retorno que entram em bloqueio, evitando assim a circulação de corrente inversa sobre os módulos. Por outro lado, devemos garantir que o sistema dispõe de mecanismos capazes de garantir que a bateria não entra em sobrecarga ou que se descarrega abaixo do nível aconselhado. O elemento que realiza estas duas funções é o regulador de carga (figura 4.15), possibilita a interface entre os módulos solares e as baterias [37].



Figura 4.15: Regulador de carga (HP2410 - 10A, 12/24V) [21].

Os reguladores de carga são utilizados essencialmente em sistemas isoladas da rede, compostos por módulos fotovoltaicos que, por sua vez, estão ligados a baterias para futura alimentação da instalação. Informam continuamente o sistema e alertam o utilizador para situações em que haja necessidade de alterações, de forma a aumentarem o tempo de vida útil das baterias [37].

4.5 Normas para a manutenção de baterias

As baterias são dispositivos acumuladores de energia elétrica que contêm ácidos. Apresentam, portanto, riscos de manuseamento para os utilizadores que, no entanto, podem ser minimizados. A sua instalação deve ser efetuada em local fresco, bem ventilado, longe de crianças e deverão evitar-se temperaturas extremas. A sua manipulação deve sempre ser efetuada com precaução, de acordo com as regras estabelecidas pelo fabricante e, após o tempo de vida útil, deverão ser recicladas. Como normas básicas que podem ser úteis à maioria dos instaladores referem-se as seguintes [14]:



Figura 4.16: Trabalho de recuperação de bateria de chumbo-ácido [22].

- Manter os terminais de conexão limpos e corretamente apertados e a carcaça seca;
- Manter corretamente o nível do eletrólito, acrescentando água destilada sempre que necessário;
- Manter o local onde as baterias estão armazenadas com uma temperatura ambiente entre 15-25 °C: o frio atrasa as operações de cargas e descarga, já o calor aumenta a evaporação da água do eletrólito e promove a oxidação das placas positivas;
- Sempre que possível, fixar bem as baterias, evitando assim a sua movimentação;
- Evitar descargas completas;
- Efetuar o dimensionamento correto do número de baterias que a instalação necessita, evitando assim um uso excessivo que limite a sua vida útil;
- Verificar o correto funcionamento dos carregadores;
- As cargas excessivas ou insuficientes afetam o tempo de vida útil destes dispositivos;

- Evitar, sempre que possível, as cargas rápidas que provocam deteriorações a longo prazo;
- Verificar que não há diferença de carga entre as distintas células das baterias; caso aja, deve ser realizada uma carga de calibração.

4.6 Conclusões

O novo regime remuneratório para as UPAC e UPP permite remunerar a injeção de energia na RESP garantindo um retorno do investimento feito pelos consumidores/produtores. Dada a imprevisibilidade que estas fontes de energia apresentam, torna-se de grande importância armazenar a energia nas horas de maior produção através de acumuladores de energia. Ao longo dos anos têm-se investido em novas tecnologias de acumuladores de modo a apresentar no mercado soluções mais eficientes. Todavia ainda há muito a explorar neste sentido, de maneira a apresentar ao cliente um produto altamente eficiente e com um custo acessível.

Capítulo 5

Simulação computacional

5.1 Introdução

Com o objetivo de se analisarem os impactos da produção dispersa numa rede de baixa tensão realizou-se uma simulação computacional com recurso ao *Matlab Simulink*, com a finalidade de se avaliar a exploração em carga, com e sem geração fotovoltaica, em função da hora do dia em que nos encontramos.

Tradicionalmente nos Sistemas Elétricos de Energia, a geração é efetuada longe dos centros de consumo, o que causa um aumento das perdas da potência ativa. Posteriormente, o SEE sofreu alterações como consequência da consciencialização ambiental das populações face ao desenvolvimento tecnológico e às políticas ambientais que visam a redução da dependência de combustíveis fósseis.

Será considerada nesta análise, uma rede de BT trifásica com neutro, alimentada a partir de um posto de transformação de 250 kVA com tensão de 15 kV. O primário do transformador encontra-se com uma tensão próxima de 1.05 p.u.

Os principais objetivos desta análise computacional são:

- Estudo do impacto nos perfis da tensão, resultantes da inserção de microgeração em todos os locais de carga;
- Estudo do impacto nos perfis da tensão, resultantes da inserção de microgeração em algumas zonas da rede;
- Estudo das possibilidades de atuação da rede com a finalidade de equilibrar os perfis de tensão.

5.2 Apresentação do Sistema de Energia

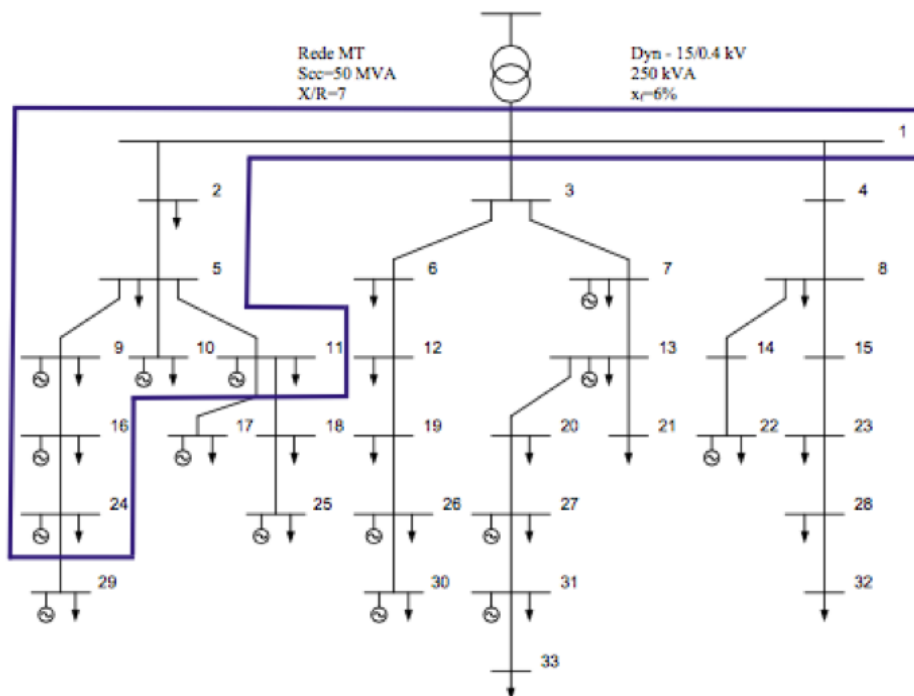


Figura 5.1: Esquema do SEE em estudo [23].

Na rede utilizada para o estudo, representado na figura 5.1, apenas foi considerada a parte selecionada a azul, para tornar a simulação computacional mais leve.

Em relação à parte da rede que foi alvo de estudo, são conhecidas as características dos ramos, o valor da potência contratada por fase e o valor da potência instalada nas unidades presentes de microgeração, por fase. Os dados referentes à rede analisada estão nas tabelas 5.2, 5.3 e 5.4.

Linha	Resistência (Fase e Neutro) [Ω]	Reatância (Fase e Neutro) [Ω]
1->2	0,0567	0,0085
2->5	0,031	0,0065
5->9	0,0467	0,007
5->10	0,104	0,0053
5->11	0,2187	0,0105
9->16	0,0233	0,0035
16->24	0,0467	0,0035

Figura 5.2: Característica das linhas [23].

Nó	Potência instalada por fase [kVA]		
	Fase A	Fase B	Fase C
9	-	1,7	-
10	-	3,68	-
11	-	-	3,45
16	-	3,45	3,45
24	-	-	3,68

Figura 5.3: Potência instalada em unidades de microprodução, por fase [23].

Nó	Potência contratada por fase [kVA]		
	Fase A	Fase B	Fase C
2	3,45	3,45	-
5	-	-	3,45
9	6,9	3,45	6,9
10	3,45	10,35	-
11	3,45		6,9
16	-	6,9	10,35
24	-	6,9	10,35

Figura 5.4: Potência contratada por fase [23].

A rede de baixa tensão em análise, destina-se a alimentar uma zona residencial em que é registado um fator de simultaneidade entre cargas de 0.5, sendo que cada uma delas apresenta $\text{tg}(\varphi)=0.4$.

5.3 Análise da rede com e sem microprodução

5.3.1 Perfis de tensão da rede sem PD

Primeiramente, foi analisado o comportamento da rede sem a inclusão da PD e efetuou-se o registo gráfico dos perfis de tensão (BT) nos diversos pontos da rede, tendo em conta a configuração trifásica e os diversos barramentos com cargas monofásicas em fases distintas, o que implicou uma análise por fase em separado.

Foi realizado o levantamento das tensões em três barramentos distintos, tendo-se optado por barramentos com diferentes proximidades ao barramento de MT, de modo a se poderem constatar os efeitos resultantes da distância ao mesmo. Consideraram-se então os barramentos: 2, 10 e 24, sendo o 2, o que se situa mais a montante, já o 24 está mais a jusante da rede. Efetuou-se, igualmente, para o trecho da rede em estudo, uma análise por fase, da quantidade de geração e carga presente. Constatou-se que a fase C é a que apresenta um maior valor de carga total, assim como uma maior potência instalada de produção, com aproximadamente 11 kW de capacidade máxima. Concluiu-se então que esta fase deverá ser a mais volátil no que diz respeito a variações de tensão.

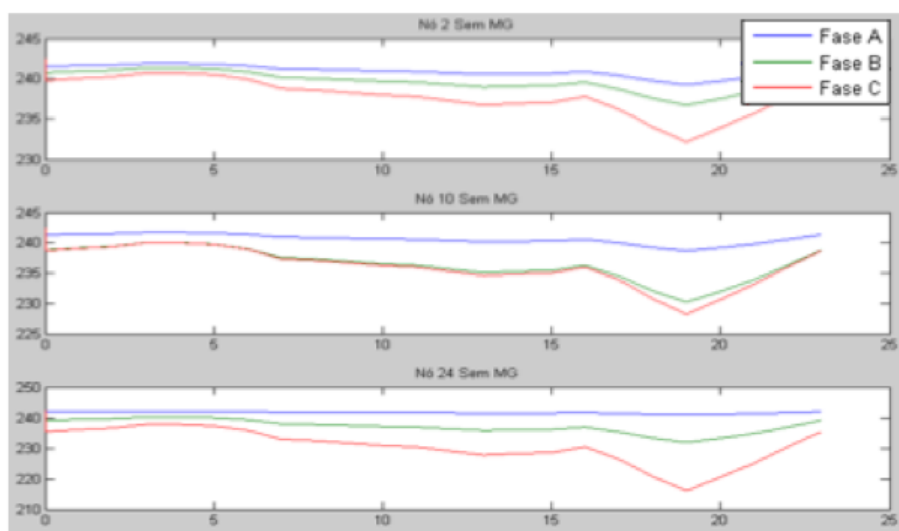


Figura 5.5: Níveis de tensão (V) ao longo de 24h, para os três nós.

Na simulação da figura 5.5 não existe microgeração, o que se traduz no facto da não existência de variações significativas nas tensões a partir da 6^a hora em que as microgerações fotovoltaicas deverão iniciar o processo de produção de energia elétrica.

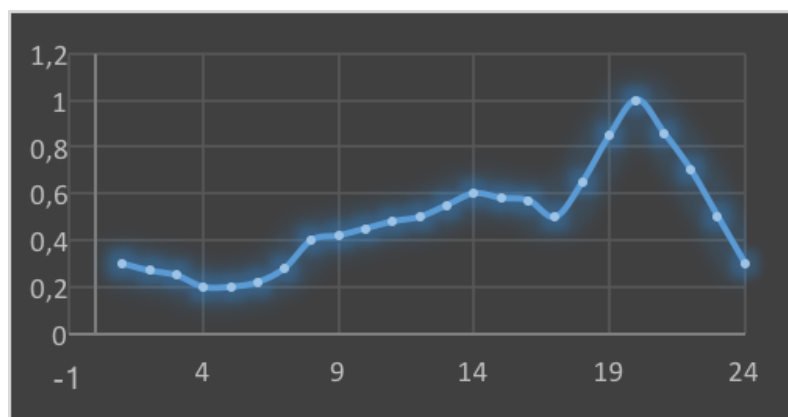


Figura 5.6: Diagrama de carga para o período em estudo.

Pela análise das figuras 5.5 e 5.6, verificou-se que a carga imposta nos diversos barramentos, em termos de tensões, segue uma distribuição linear num determinado momento. A título de exemplo observando o barramento 10, entre as 19-20h, verifica-se uma descida acentuada da tensão na fase B, o que se justifica pelo aumento da carga expectável para este período do dia. Simultaneamente a fase B apresenta uma potência contratada significativa de 10,35 kVA, pelo que apresenta uma quebra mais significativa da tensão face à fase A.

5.3.2 Perfis de tensão da rede com PD

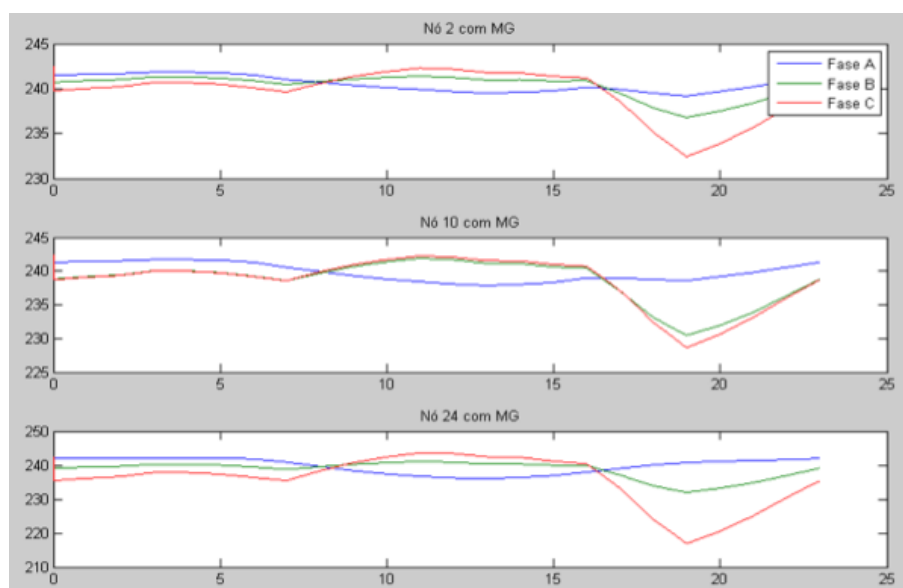


Figura 5.7: Níveis de tensão (V) para um período completo, para os nós em análise.

Comparando a figura 5.7 com a 5.5, é notória a presença das unidades de microgeração, a partir das 6h, hora em que se inicia o fluxo de potência proveniente da microgeração. É evidente um aumento muito significativo nas tensões das fases B e C, com ênfase para a fase C. Esta diferença é mais acentuada nas horas cuja percentagem de potência produzida é maior. Por outro lado, a fase A, não apresenta alterações significativas, uma vez que a potência instalada não ultrapassa os 12% da carga contratada.

Quanto ao nó 2, nó que se situa mais a montante da rede MT, numa zona forte da rede, dado que apresenta uma maior potência de curto-circuito (próximo do transformador de potência), seria de esperar que o impacto da inclusão da MG fosse menor. Para a fase C registam-se as maiores oscilações, uma vez que, não apresenta nenhuma carga.

O nó 10 é muito semelhante ao nó 2, no entanto, pela figura 5.4 constata-se que a tensão na fase B apresenta um aumento superior ao do nó 2. Este facto deve-se, essencialmente, à presença de uma unidade de microgeração nesta fase. À medida que se percorre a rede, do ponto mais a jusante, para o ponto mais a montante, a impedância equivalente vista da rede MT vai aumentando. Simultaneamente, a característica $R/X \gg 1$ para redes de baixa tensão, traduz-se em variações da tensão, por variação da potência ativa. À medida que é percorrida a rede para jusante, as tensões apresentam maior vulnerabilidade de oscilações, resultando em tensões de maior amplitude consoante o regime de carga registado. Pelas mesmas razões, o nó 24, que possui produção na fase C, apresenta uma redução da tensão na fase B em comparação com o barramento 10. O nó 24 não possui microgeração instalada, pelo que se verifica uma semelhança entre as formas de onda registadas, uma vez que não foram registadas alterações de produção neste nó.

5.3.3 Fluxos de Potência ativa e reativa

Esta análise será inicializada com a apresentação dos registos relativos ao fluxo de potência em diversos pontos da rede, considerando que a carga no nó 2 se encontra inserida nas fases A e B.

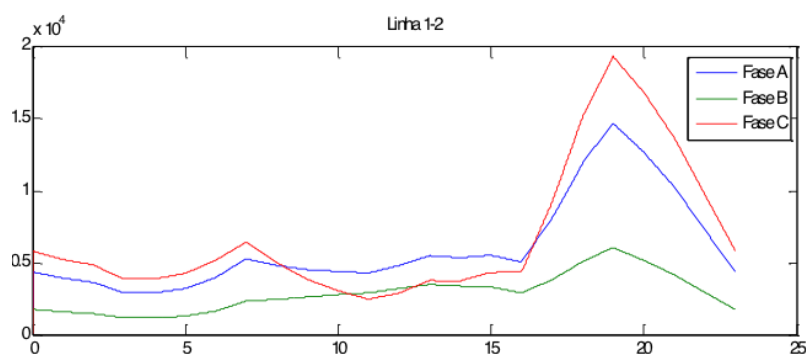


Figura 5.8: Fluxo de potência ativa (Watts) na linha 1-2.

Após a hora 6 facilmente se observa que ocorre um aumento progressivo no fluxo de potência ativa, como consequência da inclusão da microgeração. Pela análise da figura 5.8 verifica-se que as fases A e B se apresentam relativamente uniformes com pouca variabilidade, facilmente justificável pelo facto de este barramento se situar numa zona forte da rede onde a potência nestas duas fases é menos vulnerável.

Contrariamente, constata-se que para este mesmo nó, na fase C, ocorre uma diminuição significativa da potência ativa quando ocorre uma maior produção dispersa. É justificável com o facto de ser a fase com maior implementação de microgeração, sendo que a produção passa a estar situada perto de cada uma das cargas e o fluxo de potência com maior percentagem da rede a montante passar a ser menor.

Com recurso à figura 5.9 e análise do período entre as 17h e as 20h, no qual naturalmente ocorre uma diminuição da PD até à sua extinção, podem ser constatadas as considerações anteriores. Verifica-se uma grande subida no Trânsito de Potência da rede MT, uma vez que a rede passa a estar exclusivamente dependente da rede MT.

Analiseemos um outro ponto da rede.

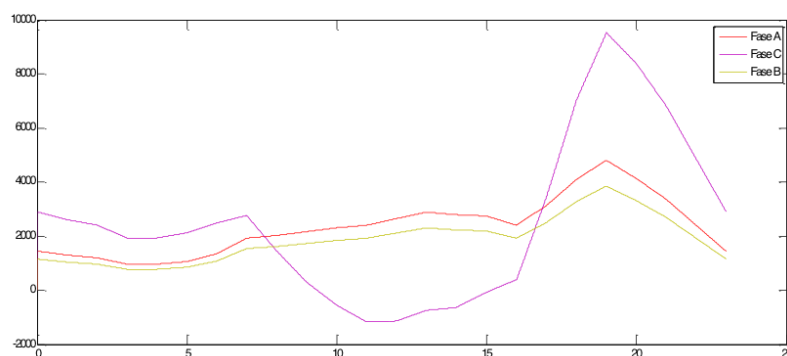


Figura 5.9: Fluxos de potência ativa nas fases da linha 16-24 (watts).

A linha entre os nós 16 e 24, representada na figura 5.10, está inserida numa zona mais fraca da rede. Simultaneamente apresenta elevada percentagem de energia produzida pelas unidades de produção dispersa. Quando se compara com a figura 5.9, é expectável que as tensões apresentem maiores desníveis. Com o aumento da impedância equivalente, à medida que percorremos a rede, verifica-se um aumento da dependência direta entre tensão e potência ativa.

A presença de uma característica de rede mais fraca é visível, já que em todas as fases apesar de terem ordens de grandeza diferentes, são notórios os aumentos dos valores dos fluxos de potência nos períodos do dia com maior produção dispersa. Os ramos 9-16 e 16-24 apresentam cargas na fase B, sendo que esta, embora possua microgeração, é a que menos oscilações apresenta. Verifica-se a descida nas tensões da fase C, visto que, como referido anteriormente, é a fase com

maior implementação de microgeração, o que permite que a produção esteja situada junto das cargas, diminuindo assim, o fluxo de potência com grande percentagem da rede a montante.

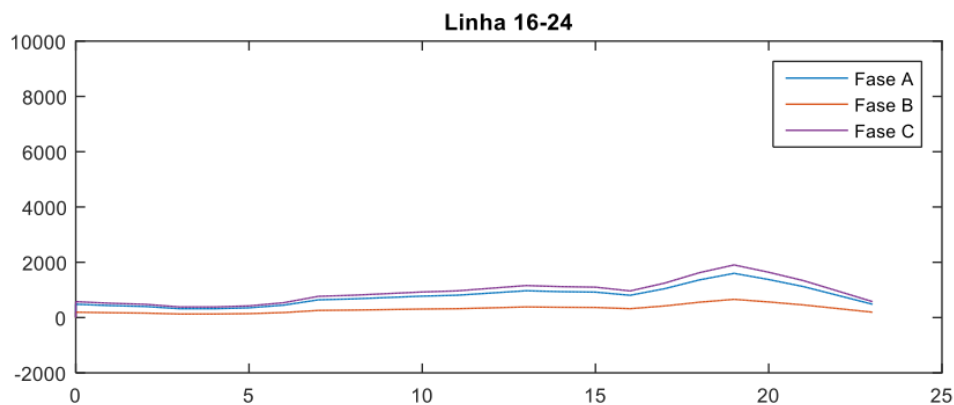


Figura 5.10: Potência reativa na linha 16-24 (var).

Dado que as unidades de produção dispersa não produzem energia reativa é expectável que ao longo de um dia de operação não se registem grandes oscilações de reativa, conforme se pode verificar na figura 5.10.

5.3.4 Perdas Ativas

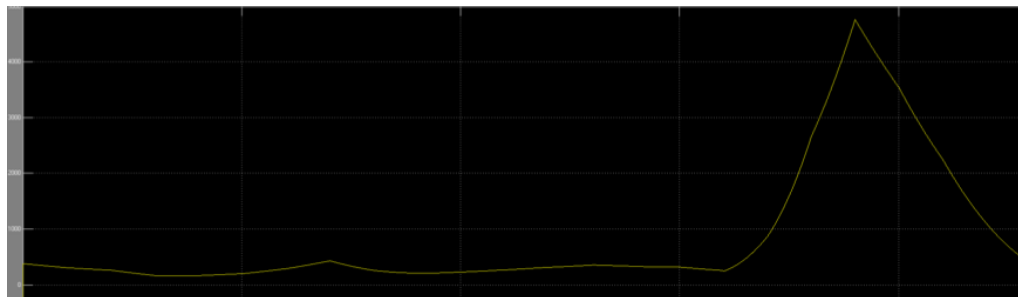


Figura 5.11: Perdas ativas (Watts) com microgeração.

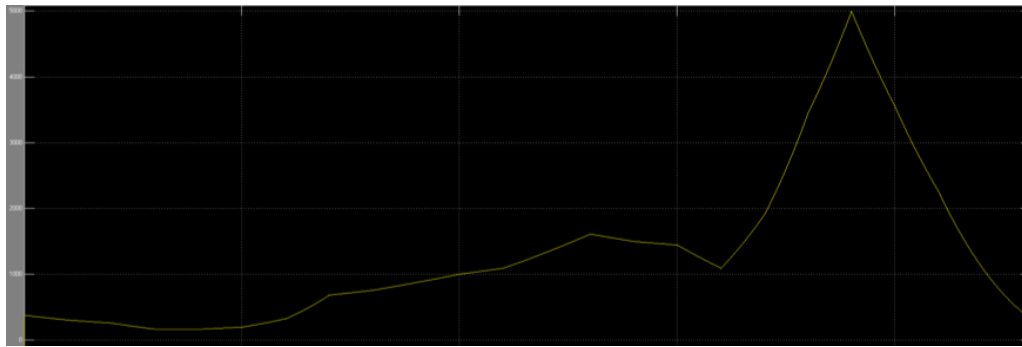


Figura 5.12: Perdas ativas (Watts) sem microgeração.

Pela análise das figuras 5.11 e 5.12 concluiu-se, que a introdução de fontes alternativas de energia permite a redução das perdas ativas totais do sistema, uma vez que encurtamos a distância entre o local de produção e consumo, o que inevitavelmente diminui as perdas por efeito de joule. É notório que na altura do dia em que existe maior geração por PD, ocorre uma descida mais significativa das perdas.

5.4 Todos os Clientes da BT com microgeração

Neste ponto simulou-se um cenário em que todos os clientes BT instalaram unidades de microgeração com potências iguais à respetiva potência contratada. Procedeu-se então à atualização da rede, com recurso a módulos de microgeração com potência igual à carga. Nos casos em que já existia microgeração igualou-se a potência produzida à consumida.

De modo a poder retirar elações à cerca dos impactos destas alterações, analisaram-se os perfis de tensão dos barramentos já estudados, o que permitiu estabelecer uma comparação entre os dois cenários.

5.4.1 Perfis de Tensão

Na figura 5.13 podemos observar os perfis de tensão para os barramentos 2, 10 e 24 em estudo.

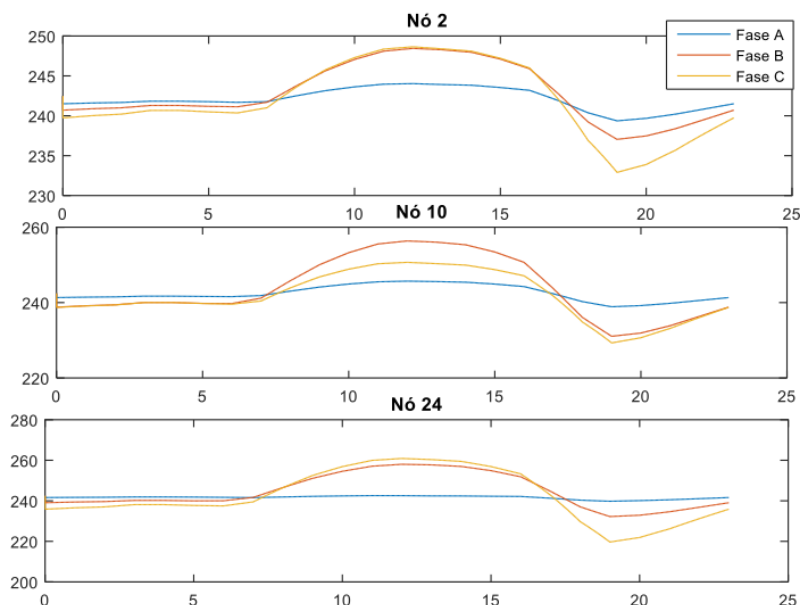


Figura 5.13: Tensões (Volts), para um dia completo.

A figura 5.13 permite constatar, quando comparado com o cenário anterior (figura 5.8), a ocorrência de uma subida generalizada dos níveis de tensão nos diversos barramentos. Este aumento, causado pelo incremento de unidades instaladas de microgeração, originou um aumento dos níveis de potência ativa que circulam na rede. Tratando-se de uma rede com parcela resistiva $R \gg X$, as variações na potência ativa provocam variações na tensão. Este aumento de potência ativa na rede, resulta numa subida da tensão de tal modo que os limites técnicos estabelecidos ($10\% = 23V$) são ultrapassados em diversas fases da rede.

5.4.2 Fluxos de Potência Ativa e Reativa

Na figura 5.14, podemos visualizar os gráficos dos Trânsitos de Potência nas linhas 1-2 e 16-24, tal como realizado para o cenário anterior. Seria de esperar uma menor dependência da rede a montante do transformador MT, já que existe uma maior percentagem de microgeração e todos os barramentos apresentam produção. Foram calculados os Trânsitos de Potência ativa indicados na figura 5.14,

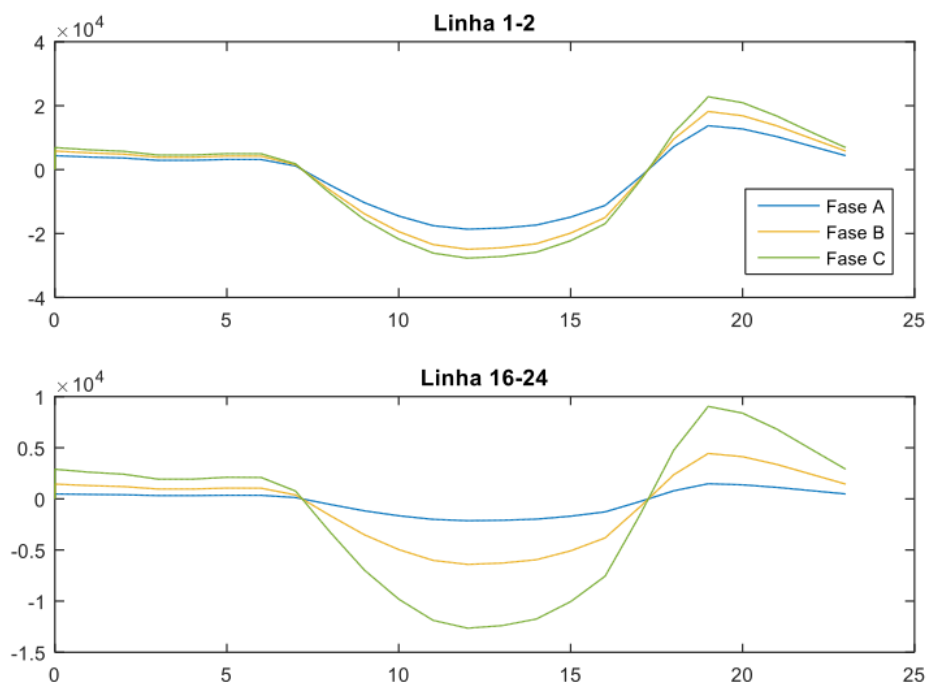


Figura 5.14: Trânsitos de Potência ativa (Watts).

É possível observar, como resultado da introdução destas unidades em todos os barramentos com carga, um excesso de energia ativa na rede, o que naturalmente se traduziu numa inversão do sentido do fluxo de potência ativa. À exceção da fase A, todas as outras fases passam a assumir valores de potência negativos, resultando numa circulação de potência da zona fraca da rede para a zona forte.

Analisando a figura 5.14, verifica-se que da linha mais a montante (1-2) para a linha de uma zona mais fraca da rede (16-24), ocorre uma redução na ordem de grandeza das potências que circulam nas três fases. Esta situação justifica-se pelo facto de se ir de uma zona mais forte, onde existe uma maior concentração de Trânsitos de Potência ativa, para uma zona mais fraca. A linha mais a jusante da rede possui uma maior proximidade da área de carga, resultando num consumo de parte da potência que é produzida nesta mesma área, o que se traduz num menor fluxo e numa menor concentração de potência.

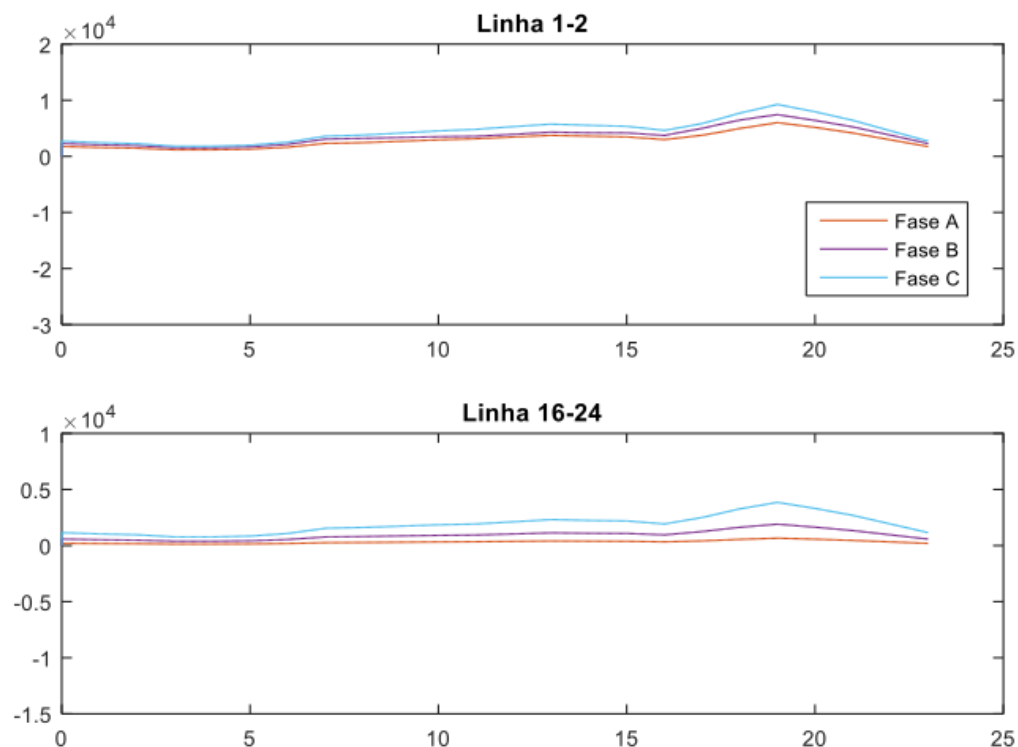


Figura 5.15: Fluxos de Potência reativa (var).

Quanto à energia reativa e tendo em conta a introdução de mais unidades de produção dispersa (que não produzem reativa), é expectável que o fluxo de potência reativa nas linhas não apresente variações significativas.

5.4.3 Perdas Ativas

Considerando que são vários os barramentos em que as tensões superam o limite técnico estabelecido, verifica-se que durante o período de maior produção solar, o excesso de potência produzida provocou um aumento das perdas da rede. Concluiu-se então que esta configuração não é a mais vantajosa para a rede, existindo a necessidade de implementar mecanismos de controlo.

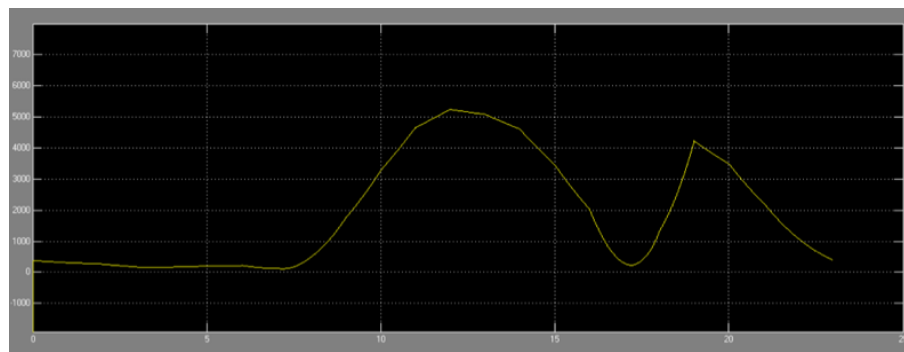


Figura 5.16: Perfil das perdas ativas (MW).

5.5 Gestão da Potência Reativa

Nesta etapa da simulação, o objetivo é efetuar uma gestão coordenada da potência reativa sobre a rede em estudo. Foi necessário intervir sobre a potência reativa de modo a respeitar o fator de potência como apresentado na figura 5.17.

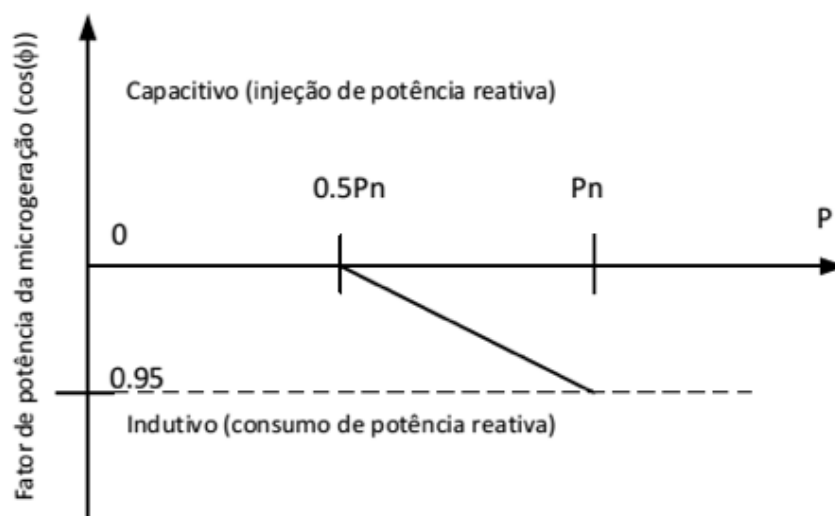


Figura 5.17: Fator de potência em função da potência reativa [23].

De modo a averiguar o valor da potência reativa correspondente, considerou-se o valor da potência ativa produzida e o conhecido valor da $\tan(\varphi)$.

No que diz respeito à implementação procedeu-se à instalação de uma unidade do tipo “1-D Lookup Table” em cada um dos grupos microgeradores. Estas unidades encontram-se ilustradas nos anexos.

5.5.1 Perfis de Tensão

Após a atualização da rede, com as respectivas modificações introduzidas em 5.5, efetuou-se a análise aos perfis de tensão para os nós em estudo. Uma vez que a energia reativa tem influencia direta sobre a tensão, será espectável alguma variação nos níveis de tensão. Neste ponto levanta-se uma importante questão, será que as alterações introduzidas em 5.5 traduzem-se num efeito benéfico para a rede. É importante não esquecer, que na etapa anterior (com unidades de produção dispersa em todas as cargas) se registaram valores de tensão que superavam em algumas fases o valor máximo estabelecido para os respetivos barramentos.

Assim sendo, registaram-se os seguintes perfis de tensão representados na figura 5.18,

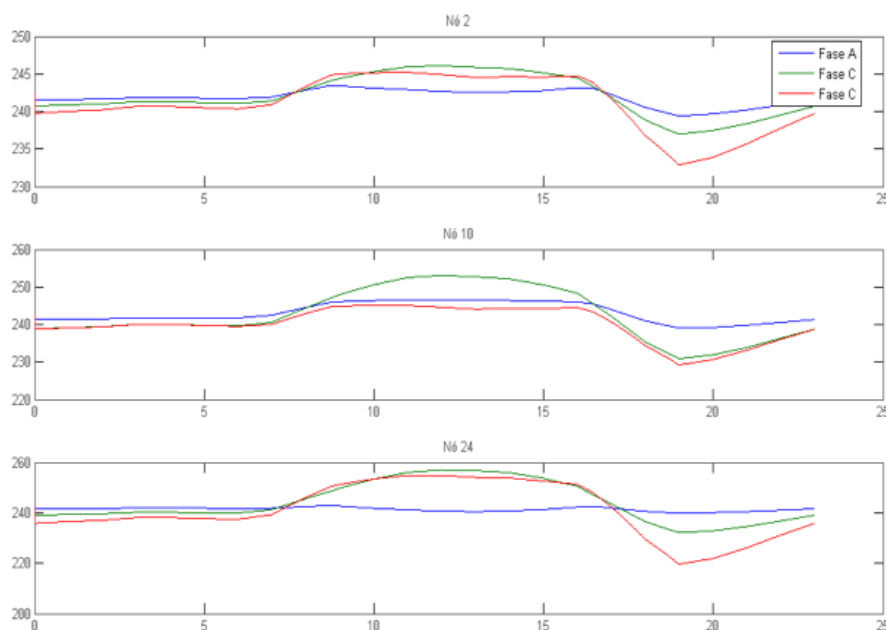


Figura 5.18: Perfis de tensão (V).

Face à etapa anterior verificou-se uma ligeira descida generalizada dos níveis de tensão, no entanto continuam-se a registar valores de tensão acima dos estipulados ($\pm 10\%U_N$). Se analisarmos o nó 24 (fase B e C com carga e consequentemente microprodução), justificam-se os perfis de tensão apresentados na figura anterior. Deste modo, concluiu-se que a manobra sobre a reativa não é suficiente para viabilizar o sistema e garantir os limites estipulados.

Tratando-se de uma rede de distribuição (BT), ou seja, por natureza fortemente resistiva ($R \gg X$) existe uma dependência considerável da potência ativa. A potência reativa por sua vez não apresenta dependência, assim sendo este tipo de manobra não expõe um grau satisfatório de eficácia.

5.5.2 Potência Ativa

Assim como foi referido para a figura 5.14, os perfis de potência ativa permanecem praticamente inalterados. Seja numa zona fraca ou forte da rede não se alteram face ao cenário apresentado anteriormente (5.8 vs 5.9), o que permite concluir que a potência ativa injetada pelas várias unidades de microgeração continua exatamente a mesma.

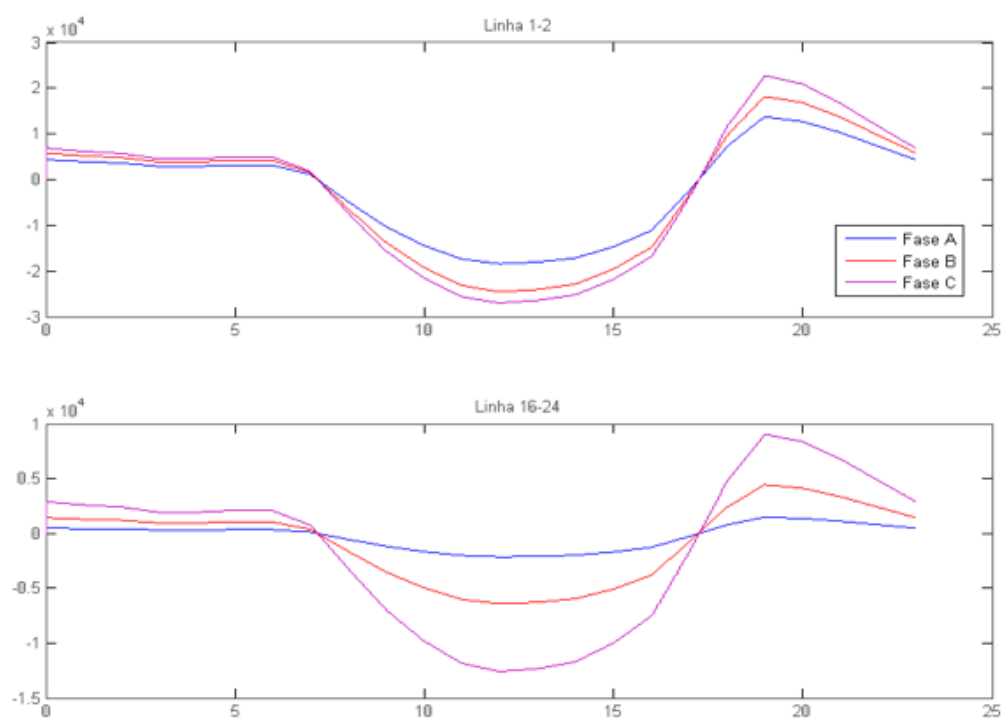


Figura 5.19: Potência ativa (Watts).

5.5.3 Potência Reativa

No que diz respeito à energia reativa, seria de esperar um comportamento diferente do registado no cenário anterior, como tal apresentam-se os registos efetuados para a potência reativa na figura 5.20,

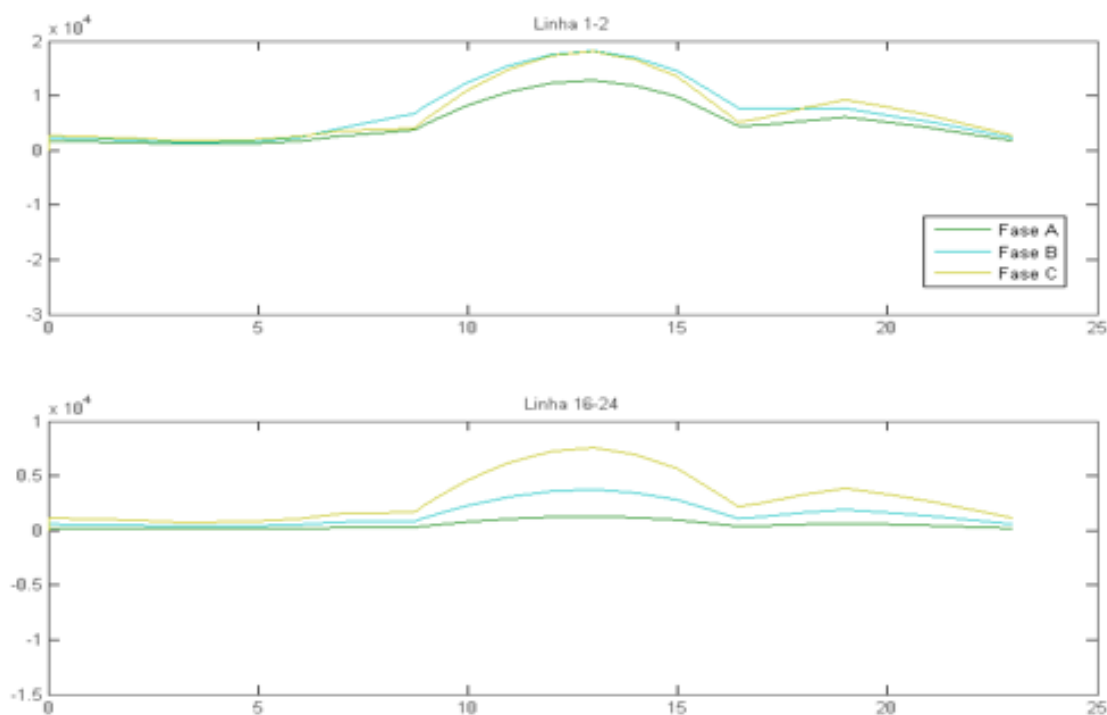


Figura 5.20: Potência reativa (var).

Comparando este caso, com o registado no cenário anterior (figura 5.15), verificou-se uma subida substancial nos níveis de potência reativa que fluem para a rede, seja numa zona fraca ou forte. Estas alterações já estavam previstas, dado que, introduziu-se o consumo de potência reativa nas unidades de microgeração. Passou assim a circular potência reativa de montante para jusante, de modo a poder alimentar esta carga reativa.

Concluiu-se então que nesta etapa não foi possível viabilizar a rede, de modo a reduzir as tensões para níveis aceitáveis, portanto a regulação da reativa não obteve o efeito totalmente desejado.

5.5.4 Perdas Ativas

Nesta etapa constatamos que ocorreu um aumento das perdas ativas totais, como resultado do facto de as tensões em alguns casos superarem os limites máximos admissíveis, como se pode verificar na figura 5.21.

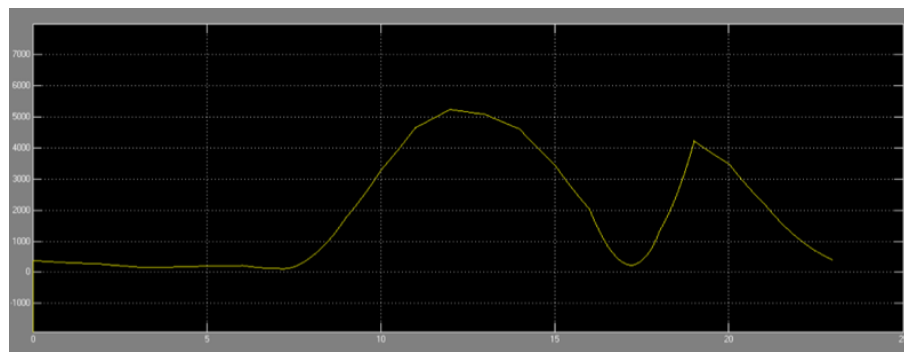


Figura 5.21: Perfil das perdas ativas (MW).

5.6 Controlo V-P

Esta última etapa da simulação está destinada a um tipo de controlo distinto do efetuado na alínea anterior. Realizou-se então um controlo via V-P, com recurso aos módulos MPPT dos painéis FV. É então possível efetuar um corte da energia ativa que os painéis injetam na rede, quando estes ultrapassam um determinado valor de tensão.

O controlo efetuado está representado na figura 5.22.

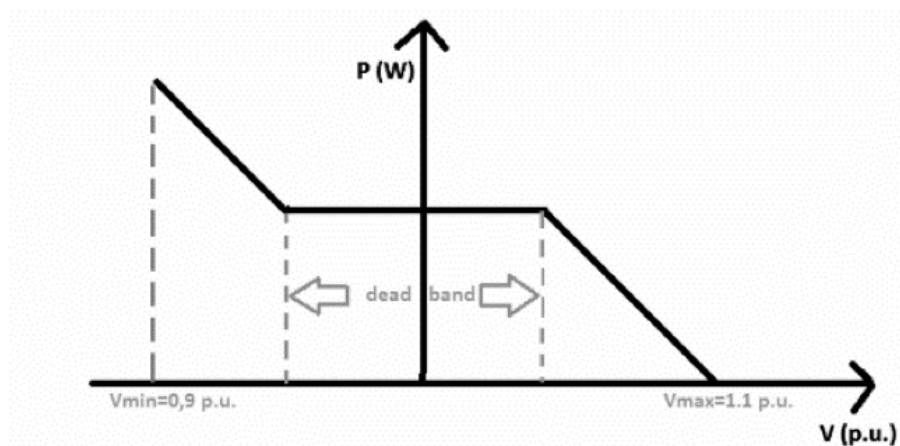


Figura 5.22: Esquema representativo do controlo P-V [23].

Com recurso ao simulink utilizaram-se os blocos que simulam este tipo de controlo, a partir da configuração tratada em 5.4 e encontrou-se a melhor configuração para este controlo, relacionando a tensão com a potência ativa.

5.6.1 Perfis de tensão

Primeiramente, efetuou-se uma análise das tensões registadas em 5.7, de modo a obter os nós e as fases em que anteriormente foram registadas sobretensões. Posto isto, os nós onde existe necessidade de intervenção por via de controlo P-V foram:

Nó	5	9	10	11	16	24
Fases	B e C	B e C	B e C	C	B e C	B e C

Figura 5.23: Nós com tensões acima dos limites (álínea B).

Seguidamente, foram implementados blocos de controlo (encontram-se ilustrados nos anexos) de ativa através da tensão, com o objetivo de reduzir alguns picos, uma vez que, à medida que a tensão nas unidades PV aumenta maior é a redução da potência ativa que é injetada na rede. O objetivo deste controlo prende-se essencialmente pela minimização da potência cortada, já que esta é totalmente desperdiçada.

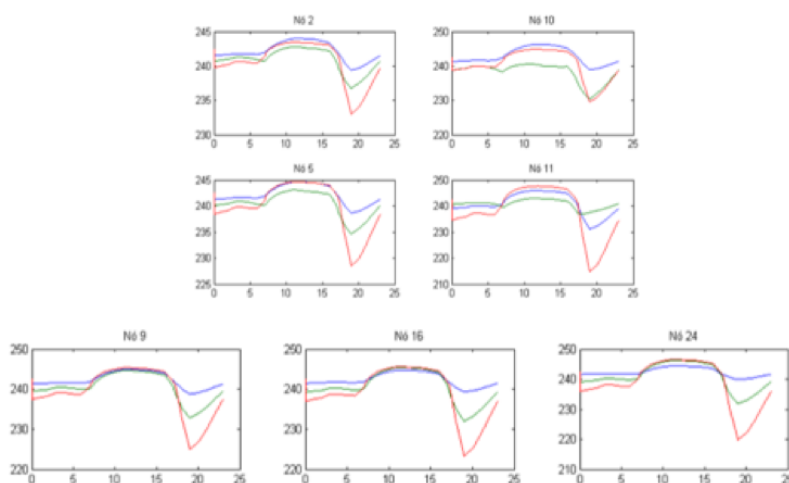


Figura 5.24: Tensões após implementação do controlo P-V.

Inicialmente foi definido que o controlo de potência entrava em operação quando a tensão ultrapassa-se $V_1=1,05$ p.u. Nesta primeira fase registou-se uma redução satisfatória da tensão em todos os barramentos referidos anteriormente. Portanto foi conseguida a viabilização do sistema. Seguidamente o objetivo foi a minimização da energia cortada e como tal, efetuou-se a regulação do valor da tensão de V_1 , para atrasar ao máximo o tempo em que atuávamos na rede, de modo a reduzirmos a potência cortada nesse bloco de microgeração. A título de exemplo para a carga do

nó 5 ajustou-se à segunda tentativa a tensão $V_1=1,08$ p.u. Esta regulação permitiu que para este barramento a potência cortada chegasse a ser nula sem que houvesse alteração na tensão acima do valor máximo admissível.

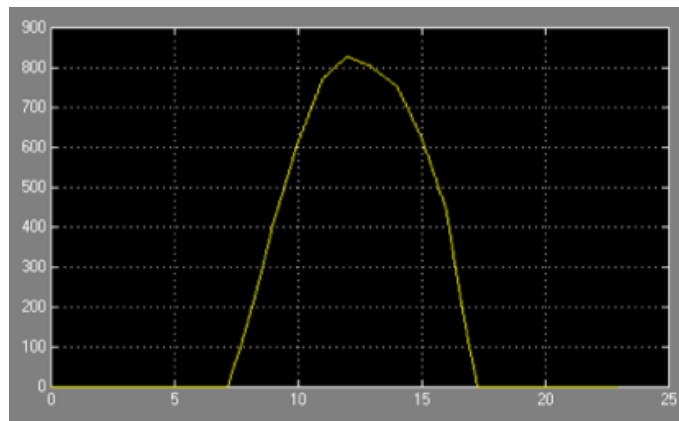


Figura 5.25: Evolução da potência cortada no nó 5 ($V_1=1,05$ p.u.).

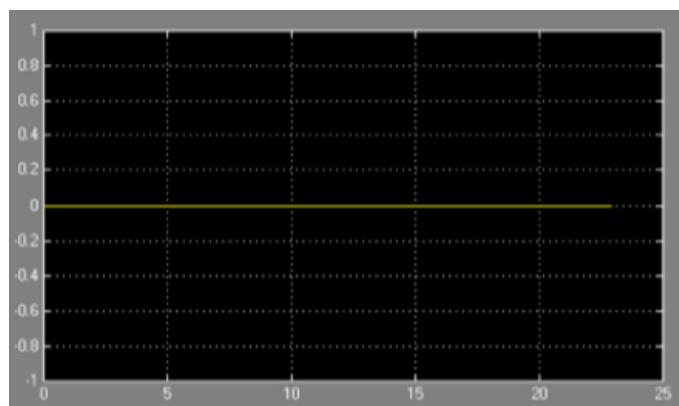


Figura 5.26: Evolução da potência cortada no nó 5 ($V_1=1,08$ p.u.).

À medida que percorremos a rede aumenta a dificuldade em anular a totalidade da potência cortada. As tentativas de alargar a “Dead Band”, prendem-se com a redução da potência consumida. Esta estratégia é extremamente eficaz para barramentos na zona mais forte da rede, contrariamente nos nós mais impedantes da mesma, onde esta estratégia não revelou resultados eficazes.

Nó	Fases com MG	V_1	Potência Cortada nula?
5	C	1,08	VERDADEIRO
9	A	1,08	VERDADEIRO
	B	1,08	VERDADEIRO
	C	1,08	VERDADEIRO
10	A	1,08	VERDADEIRO
	B	1,09	FALSO
11	A	1,082	VERDADEIRO
	C	1,09	FALSO
16	B	1,08	VERDADEIRO
24	B	1,09	VERDADEIRO
	C	1,09	VERDADEIRO

Figura 5.27: Configuração das tomadas para cada modulo fotovoltaico (MG).

Contrariamente, verificou-se que para horas de maior carga, por volta da hora 20, em que a produção solar é residual, este tipo de controlo não apresenta eficiência na capacidade de corrigir as tensões de modo a elevá-las uma vez que se encontram abaixo do limite técnico admissível. Pode-se verificar esta situação para os nós 9 e 16, que se encontram representados na figura 5.28,

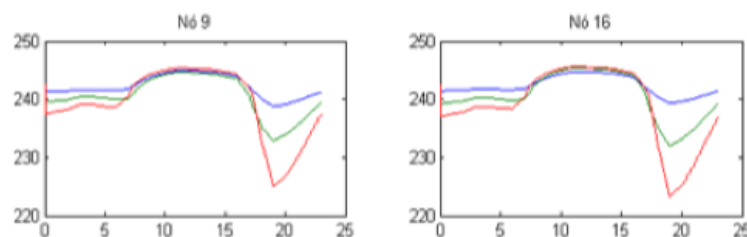


Figura 5.28: Registo das tensões.

5.6.2 Fluxos de Potência Ativa e Reativa

Verificou-se os perfis das potências e comprovou-se que nas horas de maior produção existe uma grande produção de ativa. Para o caso da linha mais a montante (1-2), a potência produzida a jusante concentra-se, existindo assim grande fluxo de ativa em direção à rede MT. Contrariamente, é visível na figura, este tipo de produção quando associado a um controlo P-V não afeta os perfis da potência reativa nas linhas do sistema elétrico de energia. Durante as subidas de produção,

essencialmente a meio do dia a potência reativa mantém-se quase inalterada comprovando o fator unitário que a microgeração apresenta, o que contribui para o bom funcionamento do sistema.

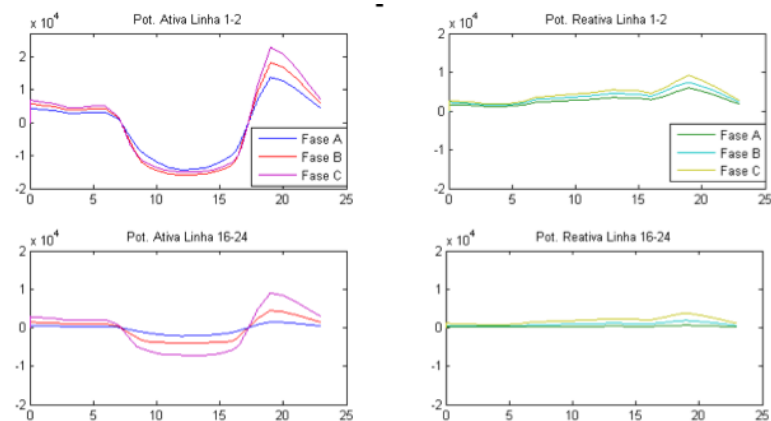


Figura 5.29: Perfis de potência ativa (Watts) e reativa (var).

Com o intuito de apresentar a potência cortada ao longo do tempo (figura 5.30), é de salientar que a maior percentagem de potência cortada coincide com as horas de maior incidência solar, sendo neste caso necessário a atuação do corte de potência.

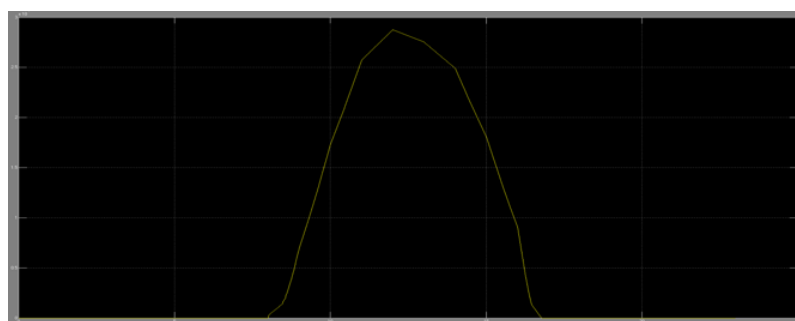


Figura 5.30: Total de Potência cortada.

5.7 Conclusões

A instalação crescente de unidades de microgeração em consumidores de BT tem levado a um aumento da potência injetada na rede, o que naturalmente provoca um aumento do fluxo de potência que circula na rede BT. Os operadores de rede precisam adaptar-se e conscientizar-se para os paradigmas emergentes desta tecnologia. A opção pela microgeração é sem dúvida um

grande aliado no que diz respeito à minimização das perdas ativas do sistema. A necessidade de mecanismos de controlo ao nível dos produtores e das cargas, tem o intuito de assegurar que as grandezas elétricas se encontram dentro dos limites estabelecidos para o correto funcionamento da rede.

Nas redes BT existe prevalência do valor da resistência face ao valor da reatância, o que resulta numa grande influência da potência ativa injetada nos perfis da tensão. De modo a sumarizar as relações retiradas deste estudo passo a enuncia-las:

- Quando na rede existe presença de microgeração existem alterações notórias nos níveis das tensões das cargas, sendo mais agravadas à medida que nos afastamos do transformador. Verifica-se que os limites em determinadas partes da rede (onde existe microgeração instalada) são violados, a resolução deste problema passa pela retirada de serviço de parte da PD da rede;
- Numa rede BT, é muito importante termos em consideração a sua constituição, tratando-se de uma rede com cargas na sua grande maioria monofásicas, verificou-se um grande desequilíbrio entre fases, se esta situação não for tratada atempadamente irá influenciar negativamente (erro elevado) os resultados deste estudo;
- A implementação da microgeração altera o fluxo do trânsito de potências da rede, passando a circular bidireccionalmente, visto que, os excessos de potência injetada nos barramentos da rede circulam de jusante para montante;
- A solução eficaz encontrada nesta simulação, baseia-se no controlo P-V dos inversores solares, é o único método demonstra resultados favoráveis, ajustando assim os perfis de tensão para os valores desejados.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

A reorganização do setor elétrico que tem ocorrido nos últimos anos, trouxe alterações jamais vistas. A liberalização do setor despoletou a introdução de novas técnicas e metodologias de estudo. Como em qualquer setor, a maximização de proveitos e consequente minimização de custos constitui uma temática constantemente abordada nos estudos dos sistemas elétricos, o que permite reduzir os custos de operação e, consequentemente, minorar a fatura final imputada ao consumidor.

Com a introdução da DG, surgiu a necessidade de adequar os sistemas de modo a dar-se continuidade ao controlo existente nas redes, possibilitando o normal e correto funcionamento do SEE.

Ao longo deste estudo foram demonstradas as razões que desencadearam o aparecimento da produção dispersa e as alterações que deste processo resultaram. Podemos desde já concluir que os principais fatores que alavancaram a DG foram: a evolução dos consumos, crescimento demográfico, evolução tecnológica e as preocupações ambientais que se fazem sentir ao nível dos consumidores e organizações. Ao longo dos anos tem-se constatado o investimento realizado nas redes de distribuição, este visa a modernização e reforço das linhas, de modo a dar resposta à crescente solicitação de energia elétrica e garantir a correta monitorização das redes, como garantia dos elevados padrões de qualidade.

Esta mudança no paradigma levou a criação de tarifários específicos que permitem renumerar corretamente os consumidores que tenham como objetivo a instalação de uma UPAC ou de uma UPP. Está então criado um cenário em que o próprio consumidor participa ativamente na produção da energia que consome, o que permite que os operadores possuam uma redução dos custos de manutenção e operacionais, tais como, a redução das perdas, uma vez que, a energia é produzida perto dos barramentos de consumo, o que permite reduzir as perdas de transporte.

Em termos económicos estas alterações constituem um benefício para todos. Para os mercados é de salientar um aumento da eficiência energética das redes, já que a maioria dos recursos

dispersos recorrem as energias endógenas, o que permite reduzir as emissões de CO_2 e consequentemente contribuir para as políticas ambientais, sem a necessidade de novo investimento por parte dos grandes produtores e dos operadores da rede. Do ponto de vista do consumidor, este passa a ter acesso a uma poupança geral que muitas vezes acaba por se traduzir em proveitos, visto que, a maior parte dos sistemas PV residenciais em Portugal possuem um *payback* de em média 7 anos.

6.2 Perspectiva de Trabalhos Futuros

Nos próximos anos vão continuar a haver grandes alterações no setor energético. As redes estarão mais centradas no papel ativo do consumidor na sua gestão. É de esperar que surjam no mercado tecnologias mais eficientes, principalmente no que diz respeito aos acumuladores de energia. Em termos profissionais espera-se a continuação de um aumento da empregabilidade, resultado dos crescentes projetos na área da eficiência energéticas que são alavancados pelas políticas ambientais das organizações.

Espera-se mais investimento nomeadamente nos sistemas de controlo e supervisionamento das redes, o que permitirá ao operador do sistema possuir, em tempo real, controlo da produção nas redes de distribuição.

Anexo A

Anexos

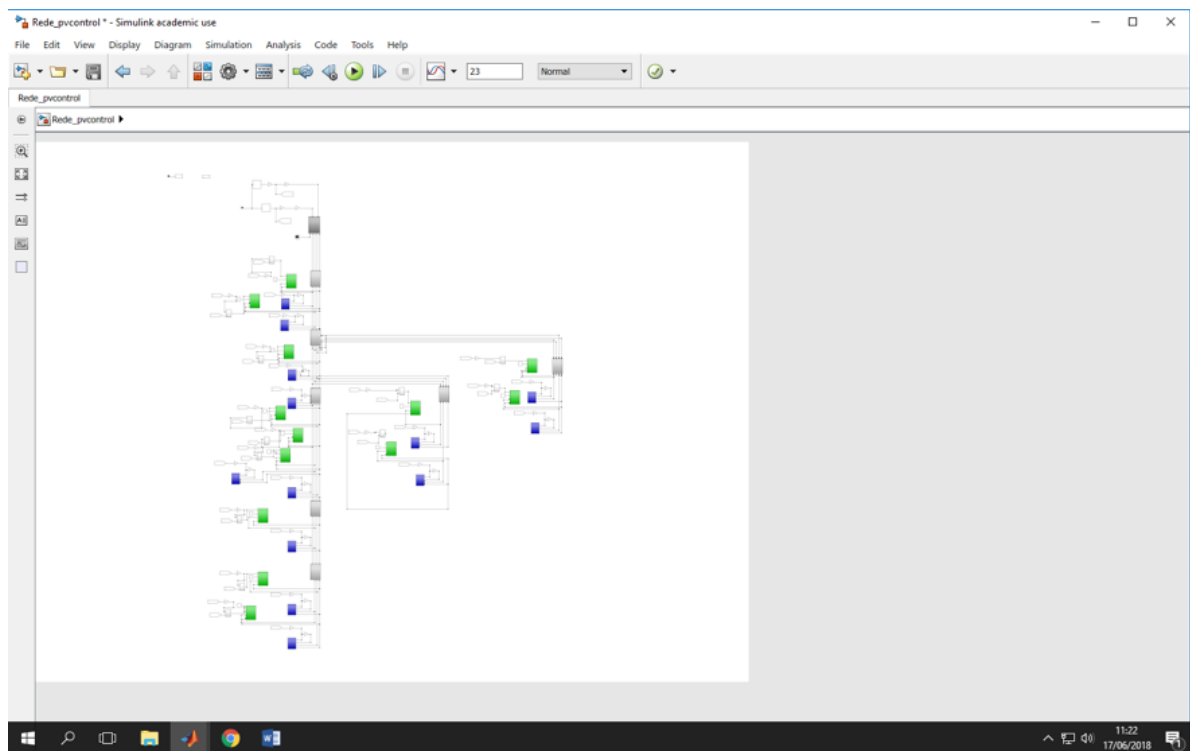


Figura A.1: Rede simulada.

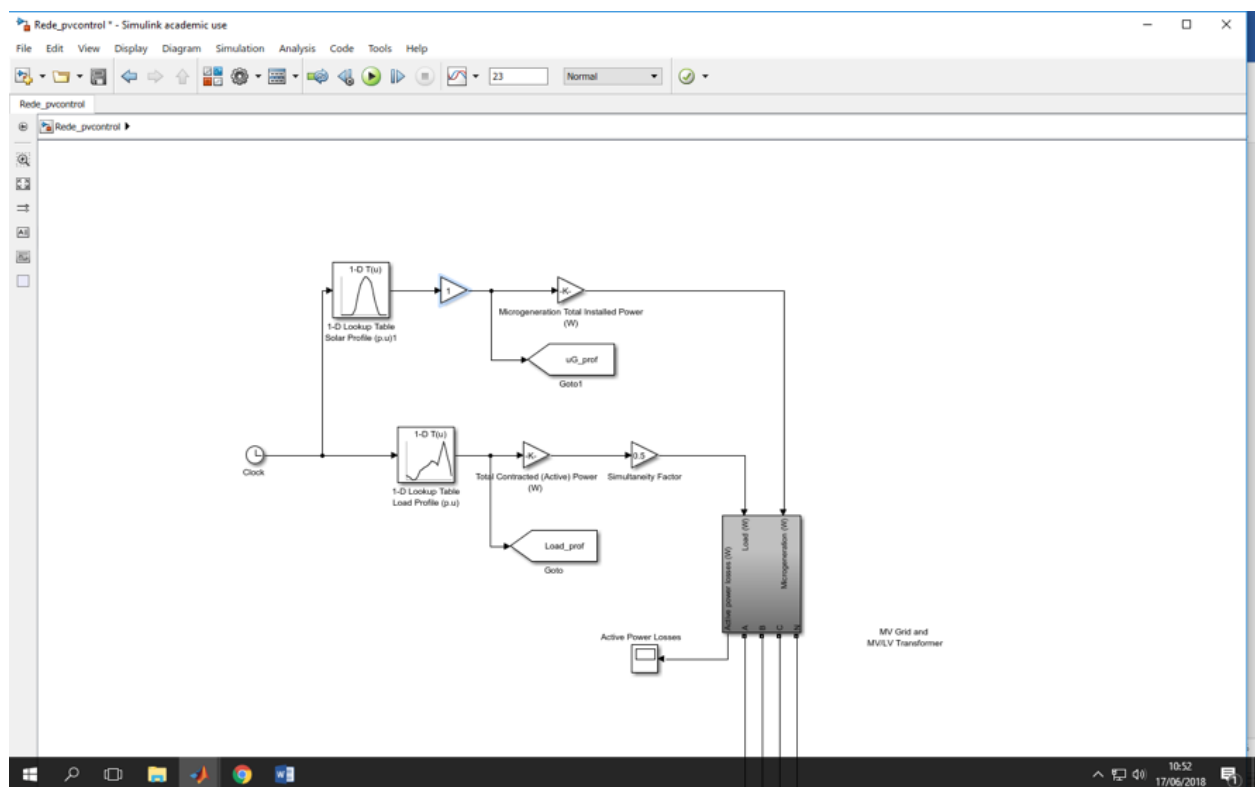


Figura A.2: Modelo equivalente rede MT.

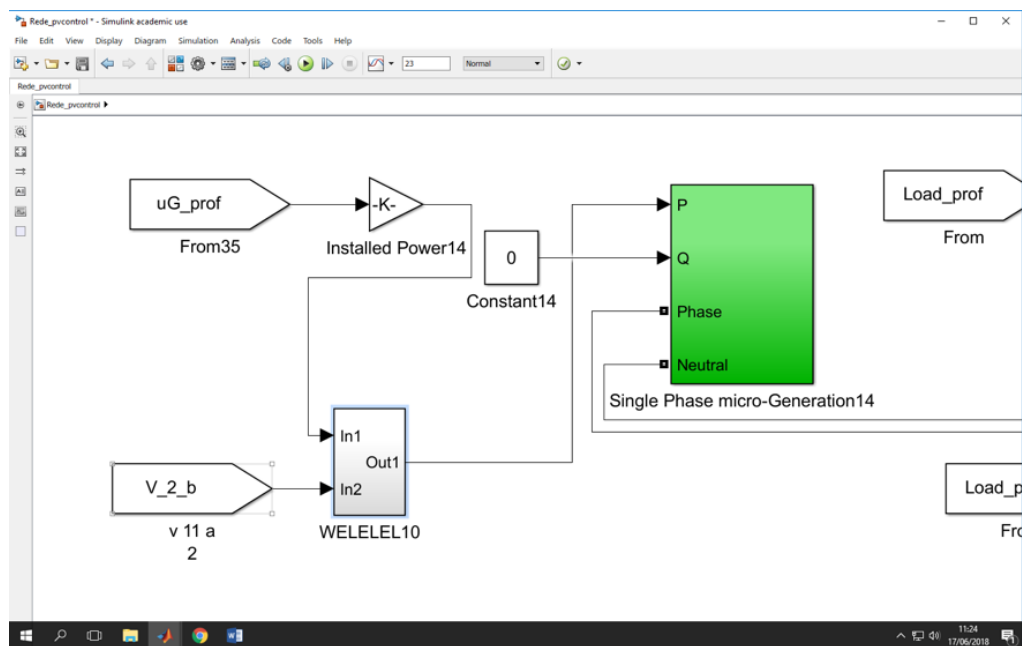


Figura A.3: Consumidor monofásico com microgeração.

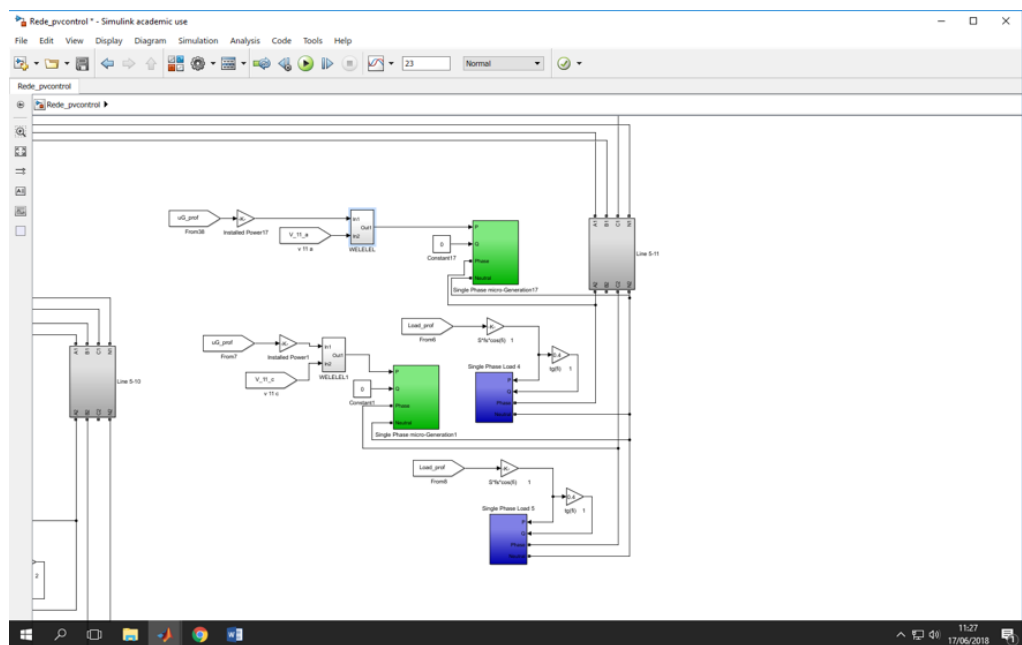


Figura A.4: Linha 5-11, consumidor monofásico com microgeração.

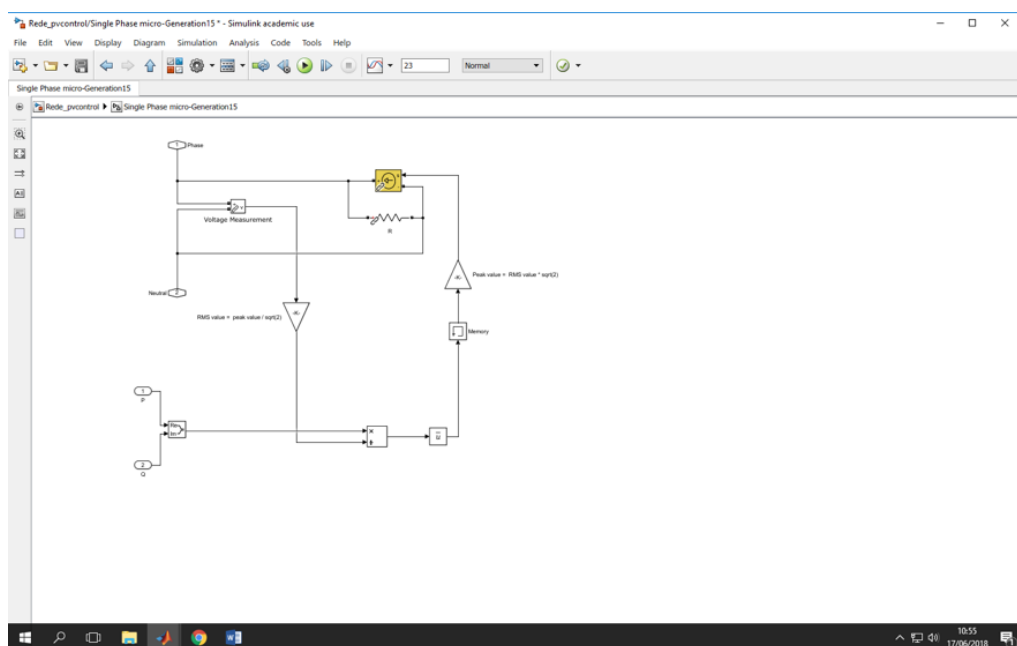


Figura A.5: Bloco de microgeração ao detalhe, cliente monofásico.

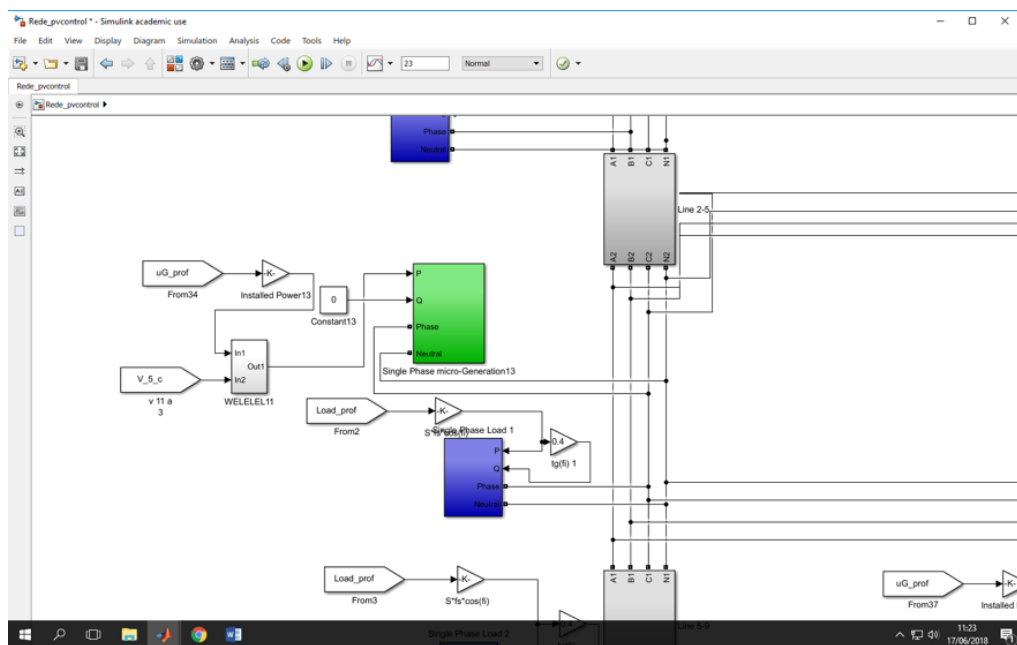


Figura A.6: Linha 2-5 em detalhe.

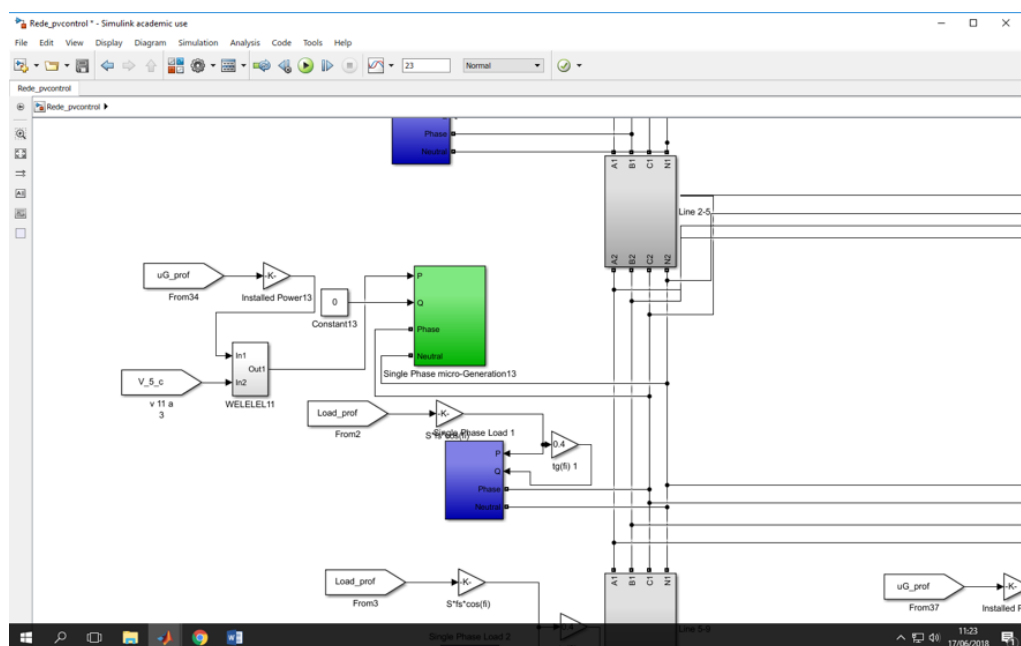


Figura A.7: Linha 2-5 em detalhe.

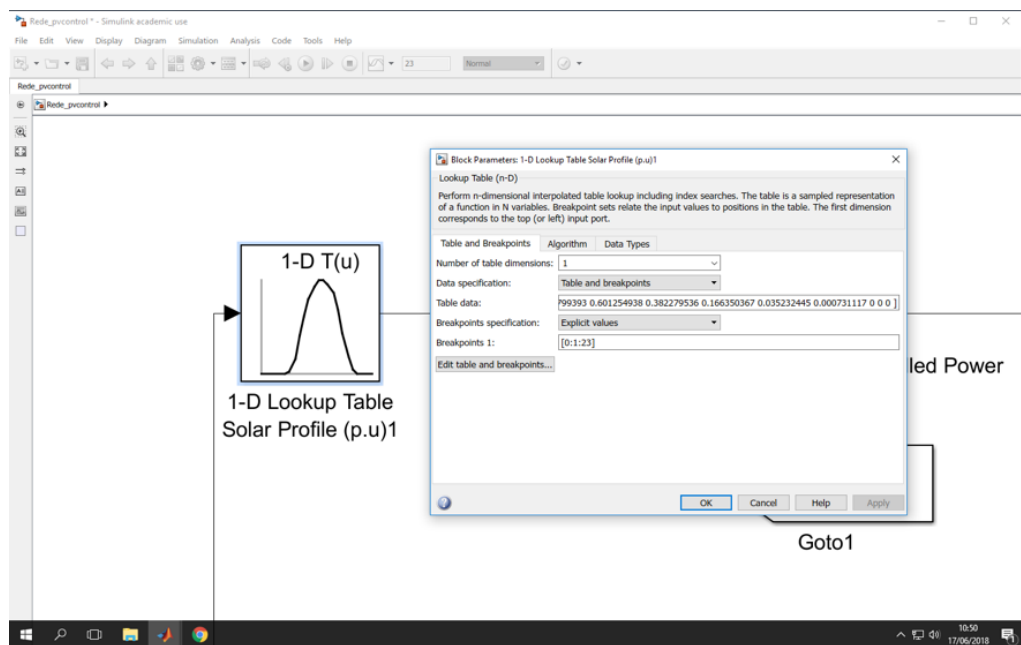


Figura A.8: Bloco 1-D Lookup Table de regulação.

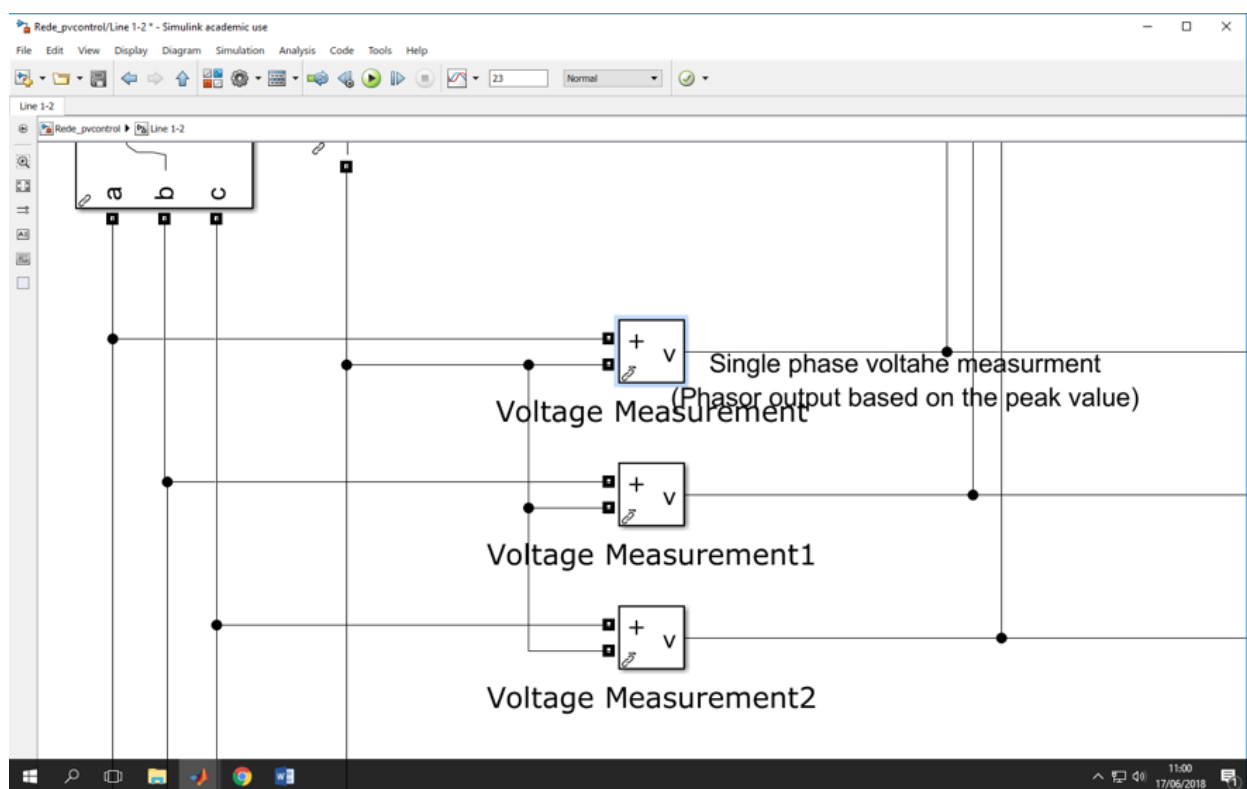


Figura A.9: Aparelhagem de medição de Tensão, instalada por fase.

Referências

- [1] IEA. Energy Statistics. *IEA - International Energy Agency*, última visualização: 28/02/2018. URL: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>.
- [2] OECD. Publishing. *Renewables 2017 - Analysis and Forecasts to 2022*. OECD Publishing, última visualização: 02/03/18. URL: <https://books.google.pt/books?id=rQd0tAEACAAJ{%&}dq=Market+Report+Series:+Renewables+2017{%&}hl=pt-PT{%&}sa=X{%&}ved=0ahUKEwiykM2c3LzbAhVBtRQKHZJND6kQ6wEIKTAA>.
- [3] Ordenamento do Território e Energia Ministério do Ambiente. Decreto-Lei n.º 153/2014, última visualização: 04/03/2018. URL: https://dre.pt/home/-/dre/58406974/details/maximized?p{_%}auth=1DAa6wA0.
- [4] Filipe Pinto. Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída. *Direcção Geral de Energia e Geologia*, 2015. URL: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier{_%}artigo/20151120{_%}filipepinto{_%}7615808675660254a2675c.pdf.
- [5] EDP distribuição. Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público. Última visualização: 05/03/18. URL: https://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/EDPDocuments/EDPDistribui{%ç%}{~{%a%}}o{_%}Manual{_%}Liga{%ç%}{~{%o%}}es{_%}2015.pdf.
- [6] Fraunhofer Ise. Photovoltaics Report. página 45, última visualização: 07/03/18. URL: www.ise.fraunhofer.de.
- [7] GeoModel Solar s.r.o. Global horizontal irradiation, Portugal, última visualização: 12/03/18. URL: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:SolarGIS-Solar-map-Portugal-en.png>.
- [8] GREENPRO. *Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. Última visualização: 10/03/18. URL: <http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CBO9781107415324A009>, arXiv:arXiv:1011.1669v3, doi:10.1017/CBO9781107415324.004.
- [9] Eletrobrás - Cepel. As Energias Solar e Eólica casasaolar 2013. Última visualização 20/04/2018. URL: https://pt.slideshare.net/fpv{_%}transilvania/as-energias-solar-e-elica-casasaolar-2013.
- [10] Luca Massidda e Marino Marrocu. Decoupling weather influence from user habits for an optimal electric load forecast system. *Energies*, 10(12):0–16, última visualização 03/06/18. URL: https://www.researchgate.net/publication/321906442{_%}Decoupling{_%}Weather{_%}Influence{_%}from{_%}User{_%}Habits, doi:10.3390/en10122171.

- [11] Sunenergy. PAINÉIS SOLARES PARA AUTOCONSUMO - SunEnergy, última visualização: 12/06/2018. URL: <http://www.sunenergy.pt/empresas/paineis-solares-para-autoconsumo-o-que-e/>.
- [12] Sunenergy. ENERGIA PRODUZIDA A PARTIR DO SOL EM AVEIRO - SunEnergy, última visualização: 07/05/2018. URL: <http://www.sunenergy.pt/energia-produzida-a-partir-do-sol-em-aveiro/>.
- [13] FF SOLAR. Sistemas autónomos | FF Solar, última visualização: 05/05/18. URL: <http://www.ffsolar.com/index.php?lang=PT{&}page=sistemas-autonomos>.
- [14] Javier María Méndez Muñiz e Rafael Cuervo García. *Energía solar fotovoltaica*. - Google Livros. Madrid, 2ª edição edição, última visualização: 03/06/18. URL: <https://books.google.pt/books?id=GZh1DGUQoOUC{&}pg=PA7{&}dq=baterias+sistemas+fotovoltaicos{&}hl=pt-PT{&}sa=X{&}ved=0ahUKEwjA0{&}mal5TaAhVDXBQKHcnnAu8Q6AEIOjAE{&}#v=onepage{&}q{&}f=false>.
- [15] Javier María Méndez Muñiz e Rafael Cuervo García. *Energía solar fotovoltaica*. Madrid, 7ª edição, última visualização: 13/06/18.
- [16] WISDOM INDUSTRIAL POWER CO.,LTD.-battery storage solution, última visualização: 22/05/18. URL: <http://www.bullspower.net/en/products/index{&}show.asp?ID=6>.
- [17] Emeisa. BANCO DE BATERÍAS NÍQUEL-CADMIO | VTX1M Y VTX1L, última visualização: 15/04/18. URL: <http://www.emeisa.com.mx/vtx1l-vtx1m.php>.
- [18] Enersac. Enersac - Energías Renovables, última visualização: 04/03/18. URL: <http://www.enersac.com/energia-solar-faq-que-diferencia-hay-entre-las-baterias-de-plomo.php>.
- [19] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, e Yulong Ding. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3):291–312, última visualização: 08/03/18. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>, doi:10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- [20] Sergio Fernandez. General Motors utilizará supercondensadores en sistemas de Start-Stop, última visualização: 28/03/18. URL: <http://forococheselectricos.com/2015/09/general-motors-utilizara-supercondensadores-en-sistemas-de-start-stop.html>.
- [21] Epsolarpv. VS24AU Solar Charge Controller, última visualização: 15/03/18. URL: <http://www.epsolarpv.com/en/index.php/Product/pro{&}content/id/771/am{&}id/136>.
- [22] Como Recuperar uma Bateria de Ácido-chumbo Selada, última visualização: 03/04/18. URL: <http://blog.novaeletronica.com.br/como-recuperar-uma-bateria-de-acido-chumbo-selada/>.

- [23] Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira. Enunciado do Trabalho Prático REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO. FEUP, 2016. Última visualização: 15/06/18.
- [24] Carlos Moreira. Advanced Control Architectures for Smart Grids Development. 2016. Última visualização: 23/05/18. URL: <https://moodle1617.up.pt/pluginfile.php/83738/mod{resource}/content/1/3{Smart}{Grids}.pdf>.
- [25] Manuel de Azevedo e Diogo Maximino Ribeiro da Silva. Autoconsumo Fotovoltaico /A democratização da Energia. *Terra, Neutro À*, página 18, 2014. Última visualização: 11/05/18. URL: <http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/6489/1/RevistaNeutroATerra{N13}{2014}{ART}{4}.pdf>.
- [26] Ana Suspiro. Há já 11 mil consumidores produtores de eletricidade e no futuro podem revolucionar o sistema – Observador. *Observador*, 2017. Última visualização: 09/05/18. URL: <https://observador.pt/2017/03/13/ha-ja-11-mil-consumidores-produtores-de-eletricidade-e-no-futuro/>.
- [27] ERSE. Portal ERSE - Qualidade de energia elétrica, última visualização: 01/04/18. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/Qualidadedaondadetensao.aspx>.
- [28] ERSE. Portal ERSE - Qualidade de Serviço Técnica, última visualização: 02/04/18. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/default.aspx>.
- [29] João Abel Peças Lopes. Licenciatura em Engenharia Electrotécnica e de Computadores INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS INDUSTRIAIS -PERTURBAÇÕES NA TENSÃO E SEUS IMPACTOS NA EXPLORAÇÃO DE REDES ELÉCTRICAS INDUSTRIAIS - 4º Ano da Licenciatura -Ramo de Energia PERTURBAÇÕES NA TENSÃO E SEUS IM. Última visualização: 16/05/18. URL: <https://paginas.fe.up.pt/{~}jpl/textos/QUAT{FF}.pdf>.
- [30] Luis Queiros. A Europa e a iniciativa dos três vintes - Opinião - Jornal de Negócios. *Jornal de Negócios*, última visualização: 28/03/18. URL: <https://www.jornaldenegocios.pt/opinioao/detalhe/a{europa}{e}{a}{iniciativa}{dos}{trecircs}{vintes}>.
- [31] Portal Energia. Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares. *Portal Energia*, nov 2017. Última visualização: 09/05/18.
- [32] A. (Antonio) Luque e Steven. Hegedus. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Wiley, 2011. Última visualização: 08/06/18. URL: <https://books.google.pt/books?id=sLMkCsdelu4C{&}printsec=frontcover{&}dq=handbook+of+photovoltaic+science+and+engineering{&}hl=pt-PT{&}sa=X{&}ved=0ahUKEwjVtNGW977bAhUQa8AKHcVzDg4Q6AEIKDAA{#}v=onepage{&}q=handbookofphotovoltaicscienceandengineering{&}f=fals>.
- [33] Renan Maciel, Thomas Campello, Milon Silva, Bruno Borba, Leticia Fritz, Vítor Ferreira, Marcio Zamboti, e Weules Correia. DG impact evaluation on LV distribution grids using AMI data: a Brazilian case study. *IET JOURNALS*, 2017. Última visualização: 22/03/18. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp={&}arnumber=8316094>.

- [34] Djalma M. Falcão. Impacto da mini e microgeração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica. *IEEE The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. - Latin America - Brazil Council*, páginas 148–149, 2013. Última visualização: 15/05/18.
- [35] Manuel Matos. O impacto do autoconsumo na rede elétrica / Smart Grid. 2015. Última visualização: 17/05/18.
- [36] Filipe Pinto. Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída. Última visualização: 04/03/18. URL: <http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier{ }artigo/20151120{ }filipepinto{ }7615808675660254a2675c.pdf>.
- [37] José Loschi Hermes. *Compreendendo um Sistema Fotovoltaico*. São Paulo, 2016. Última visualização: 22/04/18. URL: <https://books.google.com.br/books?id=iHAJDAAAQBAJ{ }pg=PA54{ }dq=painel+fotovoltaico{ }hl=pt-BR{ }sa=X{ }ved=0ahUKEwj297q3of7ZAhVGf5AKHapLBnwQ6AEIKDAA{ }#v=onepage{ }q=painelfotovoltaico{ }f=false>.